

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

CARRERA DE CONTABILIDAD Y AUDITORÍA

**Tesis previa a la obtención del Título de:
INGENIERO COMERCIAL CON ESPECIALIZACIÓN EN CONTABILIDAD
Y AUDITORÍA**

TEMA:

**“DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA PARA LA
ELABORACIÓN DE UN EXAMEN ESPECIAL A LAS INVERSIONES,
INGRESOS, COSTOS Y GASTOS DE UNA EMPRESA PETROLERA BAJO LA
MODALIDAD CONTRACTUAL DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS”.**

AUTORA:

PAMELA FERNANDA BORJA NAVARRETE

DIRECTOR: LIC. RÓMULO MENA

Quito, Noviembre 2011

DECLARACIÓN

Pamela Fernanda Borja Navarrete, declaro bajo juramento que los conceptos desarrollados, análisis realizados y las conclusiones del presente trabajo, son de mi exclusiva autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Firma: _____

Quito, Noviembre 2011

AGRADECIMIENTO

Al culminar mi carrera agradezco a Dios por guiarme y darme salud para dar este gran paso, a mis papis que me han apoyado y brindado todo su cariño y amor incondicional, a mi hija Natalia por darme la mayor alegría de mi vida y a mi Esposo Vladimir por darme tanto amor y respaldo siempre en mi etapa universitaria, a mis hermanos Vanessa, Mireya y Fabricio por ayudarme, brindarme todo su tiempo, dedicación y apoyo cuando los necesité, en los momentos más duros de mi carrera, a mis sobrinos adorados Daniel, Dominique y Ellian, por ser tan cariñosos y brindarme todo su afecto.

A la Universidad Politécnica Salesiana, Directivos y Directora Ing Mercedes Zapata, Docentes por las enseñanzas recibidas, a mi tutor Lic. Rómulo Mena quien además de ser un gran profesor me brindo la ayuda necesaria para culminar mi tesis.

Agradezco a mi Abuelita América, mis tías que siempre me dieron su afecto y amistad en todo momento.

Agradezco a mi Abuelita Rosita una espléndida mujer, mis tíos, mi querido tío Geovanni, Marco, Gustavo, Ramiro, tías, Zoili, Dina, Loli, Maro, Ibeth, Pauli, que siempre estuvieron a mi lado dándome cariño, ánimos para seguir adelante y siempre tuvieron esa valentía para decirme que debo hacer, a mis primos queridos Pato, Juan, Andy, Gissel, Caro, Javelo, Kevin, Gabriel, Jahir, William que siempre tuvieron una palabra linda que decirme, siempre me respaldaron en todas mis decisiones.

A mis amigos queridos Cami, Oscarin, Miguel, Gaby, Pao, Paúl que siempre estuvieron pendientes de que siga adelante y que culmine mi Carrera.

Por último agradezco a todas esas personas que me brindaron su apoyo incondicional y desinteresado.

Pamela Borja

DEDICATORIA

Las rosas son las flores más bonitas y una flor tan hermosa como ella se fue del mundo, para estar al lado de Dios; pero me dejó grandes enseñanzas, un amor incondicional, una fuerza inmensa, que solo ella podía tener, porque fue única e irremplazable si acaso tu recuerdo pudiera aliviar mi dolor, para mi Amada Abuelita Rosita.

A mi papi por ser tan maravilloso, amoroso, incondicional por estar conmigo siempre, por darme tus consejos, tu valor, tu honestidad, tu sonrisa, tu amor, te agradezco papito por ser quien eres; y darme toda tu sabiduría, amor, eres lo más especial en mi vida.

A mi mami por ser especial en mi vida tan cariñosa entusiasta y soñadora, para ti por tu amor incondicional y tus ganas de triunfar eres única, una mujer demasiado original y grandiosa gracias por estar en mi vida.

A mi hijita querida, Amada Natalia gracias por ser la razón de mi vida por darme todo el afecto y el amor que tu mi hija me has dado el ser maravilloso que solo Dios me pudo dar eres tu mi bella hija, a mi esposo Vladimir por ser tan excepcional, admirable y amoroso, gracias por estar a mi lado, darme todo el cariño y amor que me has demostrado, el aprecio y tu gran amor será guardado en mi corazón.

A mi hermano querido Flaco te quiero un montón gracias por estar a mi lado ser un gran profesional, eres además de inteligente un gran hermano, te quiero muchísimo me diste los consejos apropiados y me ayudaste en todo lo que he necesitado gracias hermano por estar a mi lado siempre, por apoyarme, por ser quien no descansa y me da su tiempo, el amor que solo tú me pudiste dar te quiero en el alma, todo el trabajo dedicado a mí, eres una persona extraordinaria te quiero hermanito querido.

A mis hermanas queridas que siempre están conmigo y me han dado todo su cariño y tiempo, gracias por estar a mi lado en los momentos más difíciles, les quiero mucho son especiales, mis adoradas hermanas las aprecio y adoro con el alma.

Pamela Borja

RESUMEN



El Petróleo en el Ecuador ha sido fuente principal de la economía ecuatoriana, promoviendo la industria, la producción y el bienestar de la comunidad en general.

Desde el año 1911 que se produce la primera explotación de pozos petroleros en el Ecuador, la inversión extranjera consiguió grandes concesiones y contratos que beneficiaron en gran magnitud a las compañías privadas, ya que recibieron mayores beneficios en sus rentas; poniendo en desventaja al estado ecuatoriano.

Mediante leyes y negociaciones realizadas en las últimas dos décadas el Estado Ecuatoriano se ha fortalecido, mejorando la infraestructura Estatal Petrolera dando mayor apoyo a la nacionalización de la Industria Petrolera, incrementando su tecnología, comercialización y exportación.

Actualmente el Ecuador sufre un período de transición mediante el cual los Contratos de Participación cambian hacia la modalidad contractual de Prestación de Servicios, esta negociación es un gran paso que ha dado el actual gobierno dando paso a que el Ecuador tenga mayores beneficios en sus ingresos, es por ello que varias empresas petrolera privadas no han negociado y han tenido que dar por terminados los contratos siendo el estado ecuatoriano quien ha asumido la explotación de los pozos y la parte administrativa de las mismas.

El cambio de la modalidad contractual de contratos de Participación a Prestación de servicios genera una mayor participación sobre los beneficios obtenidos del petróleo.

Las Empresa Petrolera Estatal ha sufrido cambios significativos que dan lugar a mayores ingresos para el estado ecuatoriano, y mejorando el bienestar y la economía de nuestro país, mejorando el área educativa, salud, vivienda de la población ecuatoriana.

La Agencia de Regulación y Control como organismo fiscalizador es el encargado de realizar el examen especial a la Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos mediante la modalidad Contractual de prestación de servicios a las empresas privadas, por lo cual es imprescindible que se den procedimientos de auditoría adecuados para un eficiente y eficaz control de los recursos petroleros, siendo el área de auditoría un sector estratégico que permita detectar errores y evidencias que puedan afectar a la Industria Petrolera y al Estado Ecuatoriano.

ABSTRACT



The oil in Ecuador has been the main source of the Ecuadorian economy, promoting the industry, production and welfare of the community in general.

From 1911 that occurs the first exploitation of oil wells in Ecuador, foreign investment got great concessions and contracts that benefited private companies in a large-scale, because they received greater benefits in their income, leaving in disadvantage the Ecuadorian State.

The past two decades by law and negotiations, the Ecuadorian State has become stronger, improving the state oil infrastructure, increasing their technology, marketing and exportation.

Ecuador currently suffers a period of transition which contracts changes their participation contracts into contractual mode of provision of services, this negotiation is a great step taken by the present government giving Ecuador greater benefits in their income, this is why several private oil companies have not negotiated and terminated their contracts. The Ecuadorian State has assumed the exploitation of wells and the administrative part of the same

The change of the mode of participation contracts contractual of provision of services generate a greater beneficial participation obtained from petroleum.

The state oil company has suffered significant changes that lead to higher income for the State of Ecuador, improving the welfare and economy of our country, improving the area of education, health and housing of the Ecuadorian population.

The Regulatory Agency and Control as oversight is responsible for performing the special investment review, revenues, costs and expenses by a contract to provide services to private companies, making it essential to give audit procedures suitable for efficient and effective control of oil resources, being the audit area a strategic sector to detect errors and evidences that could affect the oil industry and the Ecuadorian state.

ÍNDICE

CAPÍTULO I

1. ANTECEDENTES

A.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
B.- IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN.....	2
C.- ALCANCE	3
D.- OBJETIVOS.....	3
1.1. INTRODUCCIÓN.....	4
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL PETRÓLEO EN EL ECUADOR.....	5
1.3. IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA ECUATORIANA.....	7
1.3.1. PRODUCCIÓN DE CRUDO NACIONAL	8
1.3.2. PRODUCCIÓN DE CRUDO ESTATAL.....	12
1.3.3. EXPORTACIÓN DE CRUDO NACIONAL	14
1.4. EXAMEN ESPECIAL.....	15
1.4.1. DEFINICIÓN	15
1.5. AUDITORÍA.....	15
1.5.1 TIPOS DE AUDITORÍA.....	16
1.6. TIPOS DE CONTRATOS.....	18

1.6.1. MODELOS DE CONTRATACIÓN	20-28
1.7 BENEFICIOS ECONÓMICOS DE CAMBIAR CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN A PRESTACIÓN DE SERVICIOS	29-30

CAPÍTULO II

2. FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES EN EL ÁREA DE AUDITORÍA	32
2.1. GENERALIDADES	32
2.2 FUNCIONES.....	33
2.2.1 AUDITOR DIRECTOR DE HIDROCARBUROS	33
2.2.2 AUDITOR SUPERVISOR DE HIDROCARBUROS	34
2.2.3 AUDITOR GENERAL DE HIDROCARBUROS	36
2.2.4 JEFE DE EQUIPO AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS	36
2.2.5 AUDITORES DE HIDROCARBUROS	39
2.2.6 RESPONSABILIDADES.....	41
2.2.6.1 RESPONSABILIDADES COMPARTIDAS ENTRE EL SUPERVISOR Y EL JEFE DE EQUIPO DE LA AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS.....	41
2.2.6.2 DESIGNACIÓN Y RESPONSABILIDADES DEL EQUIPO DE TRABAJO	43
2.2.6.3 ORGANIGRAMA MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES...	45
2.2.6.4 CÓDIGO DE ÉTICA DEL AUDITOR.....	48

CAPÍTULO III

3.	PLANIFICACIÓN	
3.1.	GENERALIDADES	51
3.2.	BASE LEGAL Y NORMATIVA.....	52
3.2.1	NORMATIVA ECUATORIANA.....	53
3.3.	ÁMBITO DE APLICACIÓN	56
3.4	OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN.....	58
3.4.1	GENERAL.....	58
3.4.2	ESPECÍFICOS.....	58
3.5	EJECUCIÓN Y CONTROL.....	60
3.5.1	ORDEN DE TRABAJO Y CARTA DE PRESENTACIÓN.....	60
3.5.2	PLANIFICACIÓN PRELIMINAR.....	61
3.5.3.	PLANIFICACIÓN ESPECÍFICA.	62
3.6.	RIESGOS DE AUDITORÍA	68
3.7	METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN	70

CAPÍTULO IV

4.	EXAMEN ESPECIAL A UNA COMPAÑÍA PETROLERA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS.....	78
4.1	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA DE LA COMPAÑÍA PETROLERA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS	784-134
4.2.	ORGANIGRAMA.....	135-148
4.3	ESTADO SUMARIAS Y SUBSUMARIAS DE LAS CUENTAS DE INGRESOS, INVERSIÓN, COSTOS Y GASTOS	139-152
4.4.	METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA PARA CADA UNA DE LAS CUENTAS	143-272
4.5	PAPELES DE TRABAJO	143-170/174-191/195-213/217-259
4.6	ANEXOS AL EXAMEN ESPECIAL	158-164/165-166
4.7	NARRATIVAS Y HALLAZGOS DE AUDITORÍA	142/171-193//192-194/214-216/260-262
4.8	ELABORACIÓN INFORMES E AUDITORÍA	263-274

CAPÍTULO V

5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	286
5.1	CONCLUSIONES	286
5.2	RECOMENDACIONES.....	287
5.3	BIBLIOGRAFÍA	288

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA No 1	RESUMEN ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA 2.009	9
TABLA No 2	CONTRATOS SUSCRITOS Y TERMINADOS ENTRE EL ESTADO Y EMPRESAS PETROLERAS PRIVADAS.....	27
TABLA No 3	CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS Y TERMINADOS ENTRE EL ESTADO Y COMPAÑÍAS PRIVADAS	28
TABLA No 4	CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS Y TERMINADOS ENTRE EL ESTADO Y COMPAÑÍAS PRIVADAS	29
TABLA No 5	COMPETENCIAS JEFE DE AUDITORÍA	38
TABLA No 6	PERFIL AUDITORES HIDROCARBUROS	41
TABLA No 7	MATRIZ DE RIESGOS PERSONAL HIDROCARBUROS	69
TABLA No 8	DOCUMENTACIÓN REQUERIDA COMPAÑÍA PETROLERA	72

CONTENIDO DE GRÁFICOS

GRÁFICO No 1	PRODUCCIÓN NACIONAL CRUDO FISCALIZADO	10
GRÁFICO No 2	RESUMEN PRODUCCIÓN COMPAÑÍAS PRIVADAS 2.008-2009	11
GRÁFICO No 3	RESUMEN PRODUCCIÓN ESTATAL 2.008-2009.....	12

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA No 1	ORGANIGRAMA MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES	45
-------------	--	----

FIGURA No 2	MODELO DE GESTIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES	46
FIGURA No 3	ESTATUTO ORGÁNICO SECRETARÍA HIDROCARBUROS	46
FIGURA No 4	ESTATUTO ORGÁNICO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS	47
FIGURANo 5	FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTOS DEL ÁREA DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS.....	77
FIGURA No 6	ORGANIGRAMA EMPRESA PETROLERA ECUADOR.....	140
FIGURA No 7	ORGANIGRAMA OPERACIONES QUITO	141
FIGURA No 8	ORGANIGRAMA OPERACIONES PETROLERAS.....	142
FIGURA No 9	ORGANIGRAMA DEPARTAMENTO FINANCIERO.....	143
FIGURANo10	FLUJOGRAMA DEL DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS	144
FIGURA No 11	FLUJOGRAMA PROCEDIMIENTOS DE INGRESOS	177
FIGURA No 12	FLUJOGRAMA PROCEDIMIENTOS DE GASTOS	199
FIGURA No 13	FLUJOGRAMA PROCEDIMIENTOS DE COSTOS.....	222
FIGURA No 14	FLUJOGRAMA PROCEDIMIENTOS DE INVERSIONES.....	270

CAPÍTULO I

1. ANTECEDENTES

A.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente en Ecuador se está iniciando un proceso de renegociación de los contratos Petroleros. El 27 de Julio del 2,010 se publica en el registro oficial, la ley reformativa a la ley de hidrocarburos, otorgando un plazo de 120 días para las empresas grandes y 180 días para las empresas pequeñas para culminar el proceso de negociación de los contratos petroleros de participación hacia la modalidad de prestación de servicios. El contrato de prestación, por tarifa y con riesgos, contempla que el estado ecuatoriano exija una tarifa en función del conocimiento de los riesgos en costos y el perfil de producción.

La agencia de regulación y control como ente regulador y fiscalizador, a realizado en los últimos años, exámenes especiales a todas las compañías petroleras privadas. Conforme se manifiesta en los exámenes especiales efectuados, señalan que se ha sobre o subvaluado las inversiones, costos y gastos”¹, razón por lo cual es necesario que se establezcan los procedimientos de auditoría de acuerdo a las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas que permitan establecer la razonabilidad sobre las inversiones, costos y gastos presentados por las compañías, así como también la evaluación del cumplimiento del contrato, reglamentos de contabilidad costos aplicables a este tipo de contratos, Ley de Hidrocarburos disposiciones legales vigentes, Constitución de la República del Ecuador, La Ley de Régimen Tributario Interno .

¹ Agencia de regulación y control: Exámenes Especiales realizados a todas las compañías petroleras privadas desde el año 2000-2009, elaborados por el Departamento de auditoría.

B.-JUSTIFICACIÓN

b.1 Importancia

En las últimas décadas el sector petrolero ha sido concebido como fuente continua de ingresos, para fomentar el desarrollo de la economía nacional. La explotación petrolera obtuvo grandes beneficios, que fueron asignados al crecimiento de varios sectores del país. Las empresas privadas petroleras al invertir en el Ecuador, tuvieron privilegios en las concesiones de los yacimientos petroleros; ya que los contratos se negociaron en condiciones desfavorables para los intereses del Ecuador.

Actualmente las bases de la política petrolera se han invertido hacia la nacionalización, lo que ocasiona un cambio fundamental en la política petrolera, el objetivo es maximizar la renta por barril, y evitar el decrecimiento de la producción; y por ende incrementar en el transcurso del tiempo los ingresos petroleros. Esta política involucra también un control más estricto por parte de los organismos gubernamentales, los cuales deben buscar los mecanismos adecuados para que sus controles sean eficientes y efectivos.

b.2 Justificación

El sector hidrocarburífero es considerado estratégico para el país ya que es un eje fundamental en la economía; El 27 de julio del 2010 se inició un proceso de cambio del contrato de participación al de prestación de servicios a todas las compañías petroleras , esta normativa establece una participación activa del Estado en el sector petrolero y reduce la participación privada a un tema excepcional, razón por la cual es necesario se realicen procedimientos adecuados de auditoría por parte de los organismos estatales de control, ya que estos sirven como referente para que el estado retribuya las inversiones y gastos efectuados por las compañías petroleras

C.-ALCANCE

El propósito para la realización de un diseño de procedimientos es debido al cambio contractual de los contratos petroleros. Los procedimientos de auditoría en el Departamento de Auditoría de Hidrocarburos serán beneficiosos hacia los profesionales que intervienen en la fiscalización y examen especial de auditoría. Los profesionales tendrán una guía para la realización de las auditorías bajo el tipo de contrato de prestación de servicios, adiestrando a quienes no conozcan de este tipo de contratos y mejorando su experticia al momento de observar e implementar los procedimientos.

El sector Hidrocarburífero requiere de procedimientos de auditoría para la realización del examen especial, las áreas de auditoría requieren de información veraz y oportuna para que el examen especial a los ingresos, inversiones, costos y gastos, se efectúe en forma eficiente y efectiva.

D.-OBJETIVOS

D.1 Objetivo General

- Identificar los procedimientos de auditoría a realizarse en la elaboración de un examen especial a las inversiones, ingresos, costos y gastos de una empresa petrolera bajo la modalidad contractual de prestación de servicios.

D.2 Objetivos Específicos

Capítulo 1 : Conocer el entorno económico del sector petrolero y la Base Legal, Normas, Leyes, y reglamentación requerida para la realización de un examen especial bajo la modalidad contractual de prestación de servicios

1.1. INTRODUCCIÓN

El petróleo en el Ecuador ha sido fuente generadora de inversión y empleo. El sector Hidrocarburífero ha incrementado sus ingresos para el desarrollo interno, aumentando esfuerzos para destinar parte de los beneficios obtenidos a la infraestructura, comercialización, transporte y tecnología de la industria petrolera nacional. El estado ecuatoriano propone que el petróleo siga siendo patrimonio inalienable y que sus reservas permitan que el país siga en vías de desarrollo en el largo plazo.

Las empresas transnacionales petroleras han obtenido gran parte de los beneficios económicos petroleros, mediante contratos legalmente suscritos por los responsables administrativos, poniendo en desventaja al estado ecuatoriano.

En la actualidad las bases de la política petrolera se han invertido hacia la nacionalización, cambiando los contratos de participación por contratos de prestación de servicios, debiendo cumplirse estrictamente las leyes y reglamentos, con el objeto de optimizar los ingresos derivados del petróleo y propender al crecimiento socio-económico del país.

El fortalecimiento del sector público y la modernización del sector petrolero estarían planteados a partir de un acuerdo nacional, interesados en establecer mecanismos de corresponsabilidad, que permitan un control eficiente de los procedimientos de auditoría realizados por los organismos de control.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL PETRÓLEO EN EL ECUADOR

El petróleo como fuente de riqueza, fue descubierto en la costa ecuatoriana y en la Amazonía. La evolución de la política petrolera y la explotación hidrocarburífera ha evolucionado en el transcurso del tiempo como se evidencia a continuación:

- La era petrolera comienza con el descubrimiento del primer pozo petrolero, la empresa que realiza la explotación fue Anglo Ecuatorian Oilfields Ltda. en la Península de Santa Elena en el año 1,911.
- En 1,933, se crea la dirección general de minas y petróleos, adscrita al ministerio de obras públicas.
- En 1,937 Shell, que estaba trabajando con la Exxon, abandona el Ecuador, luego de cerrar algunos pozos en la Amazonía que no fueron productivos.
- En 1,964 se firma un contrato de explotación de petróleo con el consorcio norteamericano Texaco – Gulf. En 1,967 Texaco perforó el primer pozo comercial en la Amazonía.
- En 1,970 se inicia la construcción del sistema de Oleoducto Transecuatoriano para transportar el crudo desde el Oriente hasta Balao. En 1,972 se realiza la primera exportación por el Oleoducto Balao – Esmeraldas de 308,238 barriles de crudo vendidos a USD 2.34 el barril². El Oleoducto transecuatoriano constituye una de las obras de ingeniería más grandes de la industria petrolera. Tiene una capacidad de transporte de 360.000 bpd³.⁴
- En 1,972 se expide la Ley de Hidrocarburos. El 23 de junio del mismo año, se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE y se puso en vigencia la Ley de Hidrocarburos.
- A partir de 1,982, debido a presiones de los organismos multilaterales y de las propias empresas, la política petrolera dio apertura a las compañías transnacionales.
- En septiembre de 1,989 se creó PETROECUADOR en reemplazo de la corporación petrolera estatal (CEPE) con varias empresas filiales permanentes: PETROPRODUCCIÓN, PETROINDUSTRIAL y PETROCOMERCIAL; y tres empresas temporales: PETROPENÍNSULA, PETROAMAZONAS y PETROTRANSPORTE⁵.

² Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

³ Bpd: barriles por día

⁴ Fuente: PETROECUADOR Empresa Petrolera Estatal Petróleos Ecuador, Cifras petroleras 2,009,p.63

⁵ Idem., PETROECUADOR, **Op. Cit.**, p. 23

La explotación petrolera en el Ecuador desde sus inicios, ha fomentado el crecimiento económico y tecnológico. El estado ecuatoriano, al atraer la inversión extranjera concedió a las empresas transnacionales gran parte de los recursos no renovables, entregando concesiones con grandes beneficios económicos para las compañías privadas. En el transcurso de los años el estado ecuatoriano puso en vigencia la ley de hidrocarburos incrementando las regalías, mejorando la negociación de los contratos y por ende mejorando la infraestructura de la empresa estatal petrolera.

- En 1,993 por decisión del Gobierno de Sixto Durán Ballén el Ecuador se retiró de la OPEP, reintegrándose en el periodo 2,007-2,008.⁶
- El 15 de febrero del 2,001, se firmó el contrato con la empresa privada ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que opera desde el año 2.003. El Oleoducto de Crudos Pesados se construyó íntegramente con inversión privada, sin participación económica ni riesgo para el Estado.
- Desde el 2,003 el gobierno anuncia la décima ronda petrolera para la concesión de áreas en los territorios de Napo, Pastaza y Zamora Chinchipe, además de la continuación del proyecto ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini) que está situado en el Parque Nacional Yasuní.⁷
- En el 2,006 se declaró la caducidad del contrato de explotación del bloque 15 que el estado mantenía con la compañía Occidental. En ese año se alcanzaron precios records para el crudo a nivel mundial.
- Las reservas del ITT están ubicadas en el sector nororiental del Parque Yasuní y se estima que 846 millones de barriles están bajo la selva ecuatoriana. Los beneficios de la no explotación del Parque Yasuní serían:
 - a) Evitar la extinción de pueblos en aislamiento voluntario como los Waorani, los Tagaeri y los Taromenane que habitan en la zona,
 - b) Se protegería al medio ambiente de la emisión de 407 millones de toneladas métricas de CO2 y
 - c) Se evitaría la deforestación y contaminación del área de mayor diversidad del planeta y declarada por la UNESCO en 1,989 como Reserva Mundial de la Biosfera.⁸

⁶ Ecuador su realidad LOLA VASQUEZ S., NAPOLEON SALTOS G., Edición 2,006-2,007, pag.214

⁷Fuente: PETROECUADOR Empresa Petrolera Estatal Petróleos Ecuador, Cifras petroleras 2,009

⁸ Fuentes: MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES Iniciativa Yasuní ITT:La gran propuesta del Ecuador para cambiar la historia

En el año 2,007 el presidente de la República Rafael Correa, propone la idea de mantener bajo tierra las reservas de crudo pesado, si la comunidad internacional compensa al Ecuador con al menos la mitad de las rentas que recibiría por la explotación de ese crudo.

En el año 2,010, el Ecuador está gestionando para que la comunidad internacional contribuya económicamente en la no explotación del parque Yasuní. En el caso de que no se entreguen dichas contribuciones el Estado aprobará la explotación del parque Yasuní, ya que dichos recursos económicos son imprescindibles para el desarrollo de la economía ecuatoriana. Además el cambio de la política petrolera mediante la ley reformativa a la ley de hidrocarburos, pretende mejorar los ingresos petroleros para incrementar el desarrollo del sector petrolero estatal y la estabilidad financiera del país.

1.3. IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO EN LA ECONOMÍA ECUATORIANA

La importancia de los hidrocarburos como recurso estratégico y como generador de riqueza, llevó a todas las naciones del mundo a buscar desarrollar sus recursos petroleros para poder contar de esta forma con una fuente de ingresos importante con la cual poder garantizar el desarrollo de sus economías y el bienestar de sus gentes. A la par que los estados con grandes reservas de petróleo iban ganando participación en la generación de la renta petrolera, las principales compañías multinacionales iban ampliando su radio de acción hacia nuevos países en donde pudieran percibir las utilidades perdidas en otras áreas del mundo.

Con la consolidación de la industria petrolera el estado ecuatoriano empieza a controlar el proceso extractivo marcando evidentes y diversos cambios fundamentalmente en los sectores financiero, comercial, industrial, de la construcción, en los medios de comunicación, parque automotor, etc., que como nunca antes obtuvieron un alto índice de crecimiento, lo que confirma que el mayor porcentaje de los ingresos petroleros fueron destinados a dichos sectores.

Es importante señalar que los ingresos del gobierno central se dividen por su fuente en ingresos petroleros y no petroleros, estructuralmente los ingresos no petroleros han tenido mayor preponderancia que los Petroleros, el porcentaje de participación promedio ha sido 70% y 30% respectivamente en el período 2,000 – 2,009, siendo el componente de mayor importancia dentro de los Ingresos No Petroleros los Tributarios.

El sector petrolero es la actividad productiva más representativa para el estado ecuatoriano, representando en promedio el 30% de los ingresos totales del Gobierno Central durante los últimos 9 años, siendo conjuntamente con la recaudación tributaria los rubros que mayor nivel de aportación generan al país.⁹

El Ecuador al ser altamente dependiente de un sector tan volátil como es el petrolero, debe enfrentarse a diversas dificultades como la ocurrida a finales del año 2,008 y principios del 2,009, donde se desplomó los precios del crudo y por ende los ingresos a las cuentas fiscales se vieron drásticamente mermados. La eficiente ejecución presupuestaria y comercialización del crudo por parte de Petroecuador, indica que la empresa estatal incrementa sus esfuerzos por mejorar el funcionamiento institucional. La importancia del petróleo en el Ecuador se fundamenta en ejercer un control eficiente sobre los recursos naturales no renovables y buscar estrategias que incentiven a la inversión, fomentando que los procesos de renegociación de los contratos petroleros sean equitativos, mejorando la situación económica del país.

1.3.1. PRODUCCIÓN DE CRUDO NACIONAL

Por el lado de la oferta, según los datos de la agencia internacional de energía(AIE), el 27.55% de la producción petrolera se concentra en cinco países del medio oriente: Arabia Saudita (12.63%), Irán (5.62%), Emiratos Árabes Unidos (3.48%), Kuwait (3.32%) e Irak (2.7%); si a esto le sumamos los aportes de países como Venezuela (3.43%) que forman parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), se tiene que dicho grupo de naciones actualmente produce el 43% de la oferta mundial, cabe señalar que Ecuador representa alrededor del 1% de la producción petrolera de la OPEP, y menos del 0.5% de la oferta global de crudo.

⁹ Fuente: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, Memorias 2,008, p. 109-111

La empresa petrolera estatal ha logrado grandes avances en lo que se refiere a infraestructura y desarrollo tecnológico, alcanzando un incremento en la explotación de crudo en el país. En el año 2,009 la producción en campo fue:

Petroproducción extrajo 3'557,432 (bbls)¹⁰, Petroamazonas 36'183,010 (bbls) y la nueva Operadora Río Napo (empresa que está a cargo de una parte del campo Sacha) con 3'006,411 (bbls) y la producción de Petroecuador en los campos de Perenco fue de 1'663,841 (bbls),(Tabla No 1).¹¹

RESUMEN DE LA ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA

2,009

-EN BARRILES-

TABLA 1

PETROLEO CRUDO				
PRODUCCIÓN EN CAMPOS	Año 2009	Año 2008	Variación Barriles	Variación Porcentual
PETROPRODUCCIÓN	63'577,372	62'822,609	754,764	1.20%
PETROAMAZONAS	36'183,010	35'365,537	817,473	2.31%
PETROECUADOR - PERENCO	1'633,841	1'953,551	-319,710	-16.37%
PRODUCCIÓN NACIONAL	101'394,223	100'141,697	1'252,526	1.235%
SIPEC	5'425,368	6'160,916	-735,548	-11.94%
PETRÓLEOS SUDAMERICANOS	2'727,866	2'872,267	-144,400	-5.03%
TECPECUADOR	1'743,063	2'065,459	-322,396	-15.61%
PETROBELL	1'581,377	1'730,861	-149,484	-8.64%
SUELOPETROL	808,732	441,481	367,251	45.41%
ISMOCOL	40,466	-	40,466	-
PERENCO	6'372,993	8'191,998	-1'819,005	-22.20%
PETROORIENTAL	5'373,478	5'738,337	-364,859	-6.36%
REPSOL YPF	16'355,812	19'733,666	-3'377,854	-17.12%
ANDES PETROLEUM	14'046,094	16'016,644	-1'970,550	-12.30%
AGIP OIL ECUADOR	7'487,110	9'232,367	-1'745,257	-18.90%
ECUADOR TLC	10'724,790	11'885,121	-1'160,331	-9.76%
RIO NAPO	3'006,411	-	3'006,411	-
ESPOL	504,952	534,255	-29,303	-5.48%
CANADA GRANDE	27,697	35,377	-7,679	-21.71%
PRODUCCIÓN CIAS. PRIVADAS	76'226,209.27	84'638,749.41	-8'412,540	-9.94%
CRUDO FISCALIZADO	177'620,432	184'780,446	-7'160,014.14	-3.87%
% PRODUCCIÓN NACIONAL	57.08%	54.19%		
% PRODUCCIÓN CIAS. PRIVADAS	42.92%	45.81 %		

¹⁰ (bbls): barriles

¹¹ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES estadísticas hidrocarbúferas 2.008-2.009

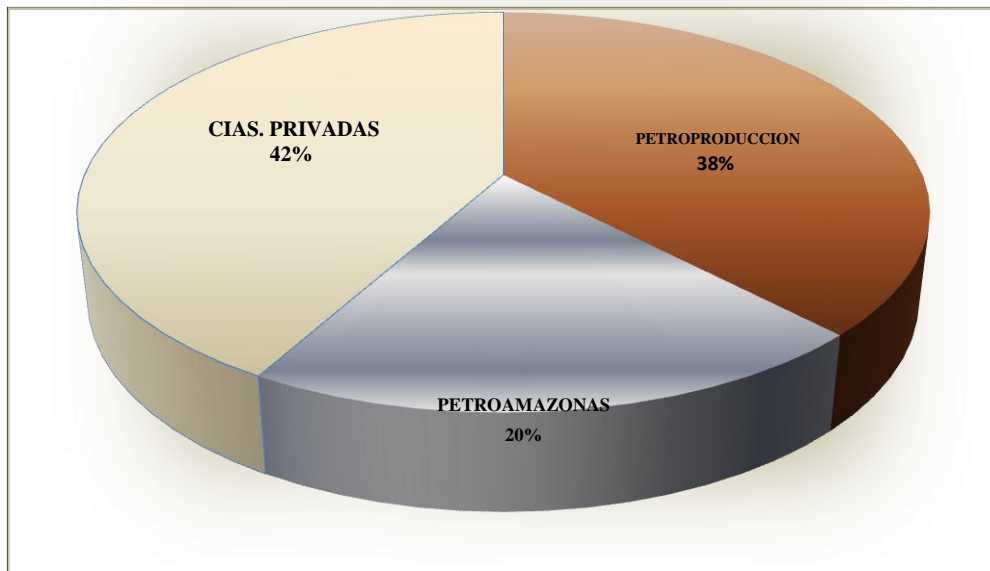
En el año 2,009 podemos identificar una reducción en la producción nacional de crudo, que se debe básicamente a la caída en la producción de las petroleras privadas. Las empresas privadas tuvieron una disminución del nivel óptimo de inversión, en los campos que se encuentran a su cargo.

La participación estatal dentro de la producción nacional de crudo fiscalizado en el año 2,009 fue de 58% mientras que el restante 42% correspondió a las empresas privadas. En el 2,008 la participación estatal fue de 53% y el 47% a la producción privada.¹²

PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO EN FISCALIZADO

AÑO 2,009

Gráfico No 1



Fuente: Petroproducción año 2,009

Elaboración: Coordinación General de Planificación y control de Programas

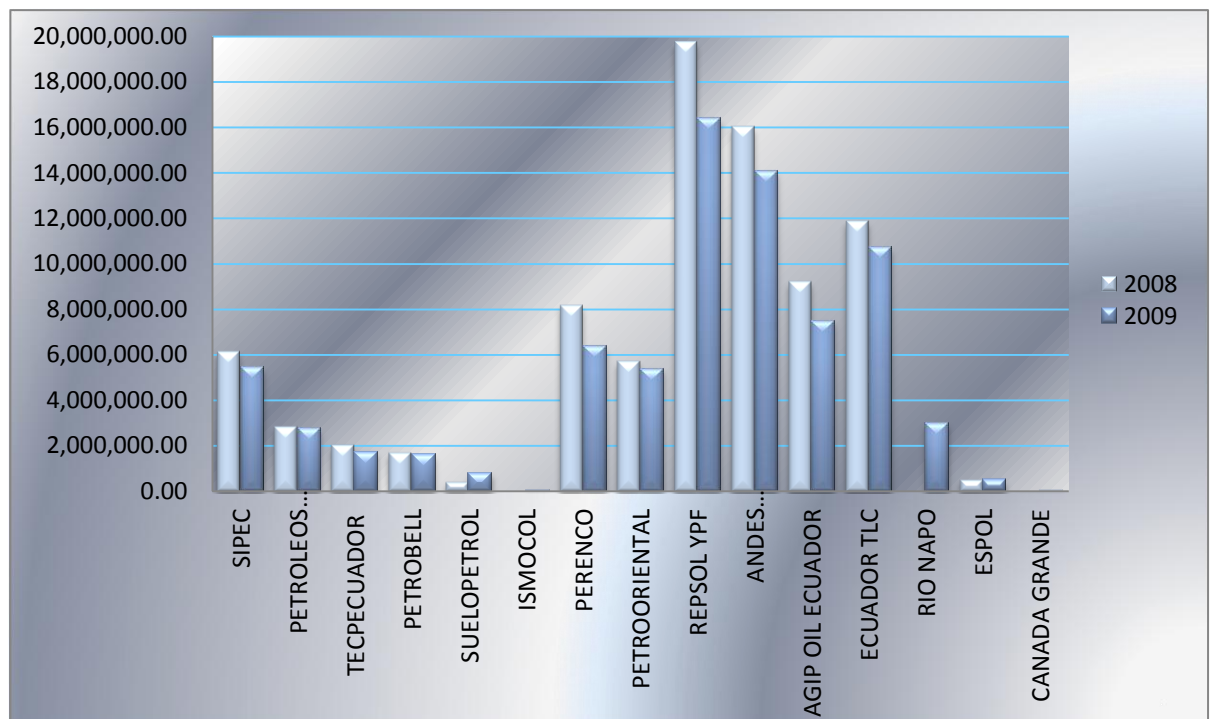
¹² Fuente: : MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, datos estadísticos de la producción fiscalizada 2,009.

En el año 2,009 la participación nacional tuvo mayor producción frente a las empresas privadas, esto se debió a la falta de inversión de las empresas privadas. Las empresas privadas muestran disminución de su producción en campo, ya que no invierten en el sector Hidrocarburífero ocasionando una disminución en la producción, lo cual afecta a la economía del país.

La producción de las compañías privadas, ascendió a 76'226,209, bbls. La producción de petróleo crudo nacional fue de 177'620.432 bbls., con una disminución de 3.87% respecto al año 2008, que registró 184'780.446 bbls. La producción promedio por día calendario se ubicó en 486.631bbls.¹³

**RESUMEN ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA
COMPAÑÍAS PRIVADAS
AÑO 2,008-2,009**

Gráfico No 2



Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Informe ejecutivo de la Estadística Hidrocarburifera 2,009.
Elaborado por: La autora

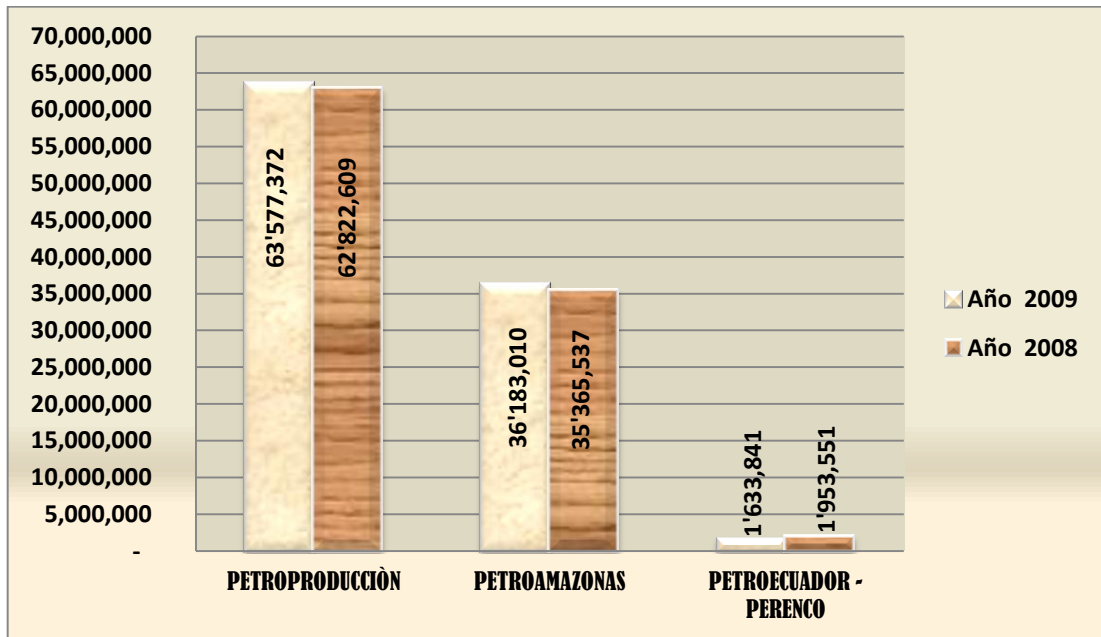
¹³ : MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Informe ejecutivo de la Estadística Hidrocarburifera 2,009.

1.3.2. PRODUCCIÓN DE CRUDO ESTATAL

Petroecuador en el año 2,010 calcula que habrá producción petrolera en Ecuador por lo menos 35 ó 40 años más. Se ha expuesto que el futuro petrolero ecuatoriano recae en las reservas de los campos conocidos sin explotar, estos están en manos del estado. Petroproducción, posee el 91% de las reservas sin explotar; mientras que el remanente que tienen las empresas privadas, no llega al 9%.¹⁴ Sobre la base de la proyección realizada en el 2,010 por Wood Mackenzie¹⁵, consultora contratada por Petroecuador, acotó que hasta el 2,028 se avizora el horizonte petrolero en el país, con la producción de los campos que actualmente son explotados. Pero, la vida petrolera se alargaría hasta el 2,045 con la operación de los campos que no están en producción.

RESUMEN DE LA ACTIVIDAD HIDROCARBURÍFERA PRODUCCIÓN ESTATAL AÑOS 2,008-2,009

Grafico No 3



Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Informe ejecutivo de la Estadística Hidrocarburifera 2,009.

Elaborado por: La autora

¹⁴ PETROECUADOR, Empresa Petrolera Estatal Petróleos Ecuador Consejo de administración de Petroecuador.

¹⁵ Empresa auditora escocesa, reestructuró la empresa estatal y realizó la proyección del petróleo del Ecuador.

La producción de Petroproducción se situó en los 63'577,372 barriles que representó un aumento en 1,2% con respecto al año 2,008. Desde finales del año 2,009 entró en funcionamiento la Operadora Río Napo a cargo del campo Sacha y de conformación mixta, con un plan de inversiones de 621 Millones de dólares ejecutables a diez años con el fin de aumentar la extracción petrolera de dicho campo.

El 70% del capital accionario de Río Napo pertenece a Petroecuador y el 30% a PDVSA-Ecuador. Este campo inició su producción en junio de 1,972 con 46 pozos de extracción; en la actualidad tiene 225. La empresa es la segunda alianza en el campo hidrocarburífero entre Ecuador y Venezuela, pues en 2,007 ambos países crearon una compañía mixta para la construcción de la Refinería del Pacífico en el Aromo Manabí. Durante el período septiembre a diciembre del 2,009 la Operadora Río Napo aportó con 3'006,411 barriles. Petroamazonas en 2,009 produjo 36'183,010 barriles que respecto al año 2008 representa un incremento de 2,31%. La empresa Petroamazonas administra actualmente la zona de operaciones oeste bloques (7,21,18), la cual genera un total de 54,181 barriles diarios de petróleo, lo que sumado al bloque 15 su producción alcanza los 161,000 barriles diarios.¹⁶

La disminución en la explotación del petróleo, que se ha observado durante más de dos años del actual gobierno, se atribuye a una paralización de las inversiones generada por las empresas privadas. La disminución de las inversiones se ha debido a que se está promulgando una renegociación de los contratos, este proceso se iniciará a principios del año 2,010, donde de manera individual se realizará la renegociación de los contratos petroleros con las firmas privadas que operan en el país, en un intento por obtener mayores beneficios en las rentas para el estado.

En el nuevo marco legal se incluye la figura de la prestación de servicios como modalidad contractual y aumenta la presencia del estado en la actividad petrolera. El gobierno espera que la producción total del país, incluida la porción de la estatal Petroecuador y las privadas, se mantenga en los 480,000 barriles día (bpd) el presente año.

Cabe señalar que el país planteó una renegociación de los convenios con la española Repsol-YPF, la brasileña Petrobras, la italiana E.N.I y el consorcio chino Andes Petroleum desde el 2,008.

¹⁶ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de Hidrocarburos.

1.3.3. EXPORTACIÓN DE CRUDO NACIONAL

El Ecuador actualmente y desde el boom petrolero financia la gran mayoría de sus gastos con la venta de petróleo en gran parte y por exportaciones tradicionales y no tradicionales, han sido ingresos muy importantes para el presupuesto general del estado ya que con ello se mejora la situación económica del país.

El problema que se le puede presentar al Ecuador es que debido a la gran volatilidad del precio en el mercado internacional, el presupuesto general del estado se vea desfinanciado, esto trae consigo un deterioro en los agregados económicos. La explotación del crudo debe tener una política petrolera estable y confiable, procurando incrementar la inversión en el sector hidrocarburífero, para que se incremente la producción del petróleo. El Ecuador posee reservas de petróleo no explotadas que beneficiarían al país a largo plazo, generando ingresos y crecimiento económico.

La dependencia de este rubro tan volátil por parte del Ecuador y más aún con dolarización, nos puede traer a futuro desbalances fiscales, que de no mediar políticas anti cíclicas (como la fuerte inversión en el sector petrolero, construcción del complejo petroquímico, la contratación de un seguro petrolero), originará que el país se vea inmerso en una profundización del fenómeno conocido como la enfermedad holandesa¹⁷. Las exportaciones de petróleo crudo efectuadas durante el año 2,009según datos de la Agencia de Regulación y Control informe estadístico, presentan una disminución del 6.26% con respecto a las del año 2,008, puesto que en el año 2,009 se exportó 119'557.670 y en al año 2,008 127'542,212 bbls., cabe señalar que las empresas estatales aportaron con 83.5 millones de barriles y las compañías privadas los restantes 36.1 millones de barriles.

¹⁷ Enfermedad holandesa es la denominación de las negativas consecuencias que provocan en los países grandes flujos de ingresos producto de la venta de sus recursos naturales no renovables. El término surge en la década de los 60 cuando la riqueza de los Países Bajos aumentó de manera notable a raíz del descubrimiento de grandes yacimientos de gas en el Mar del Norte. El petróleo, gas, diamantes, oro u otros recursos naturales han condenado a diversos países al atraso económico y la pobreza.

1.4. EXAMEN ESPECIAL

1.4.1 DEFINICIÓN

El examen especial es una auditoría limitada, en el cual se revisan los procedimientos con el objeto de llegar a una opinión sobre la exactitud, veracidad de la información a ser auditada. Es un examen crítico y sistemático que permite emitir dictámenes o resoluciones de la eficiencia y eficacia en el cumplimiento de procedimientos establecidos para vigilar el eficaz cumplimiento de la gestión pública.

El manual de auditoría de la contraloría general del estado define al examen especial:

Como parte de la auditoría gubernamental que verificará, estudiará y evaluará aspectos limitados o de una parte de actividades relativas a la gestión financiera, administrativa, operativa y medio ambiental, con posterioridad a su ejecución, aplicará las técnicas y procedimientos de auditoría, de la ingeniería o afines, o de las disciplinas específicas, de acuerdo con la materia de examen y formulará el correspondiente informe que deberá contener comentarios, conclusiones y recomendaciones.

1.5. AUDITORÍA

La auditoría es un proceso que nos permite determinar la razonabilidad de los estados financieros y nos permite constatar la veracidad de la información, de una manera eficiente y eficaz. La auditoría es una revisión que llevan a cabo las entidades reguladoras dando cumplimiento de sus atribuciones legales.

El término auditoría es utilizado por los auditores al examinar los estados financieros así como al revisar la efectividad, eficiencia, economía y eficacia en las actividades operativas, administrativas, financieras y ecológicas que ejecutan las entidades del Estado; y las privadas que controla la Contraloría, para medir el cumplimiento de las metas y objetivos institucionales.¹⁸

La auditoría es la recopilación y evaluación de datos sobre información cuantificable de una entidad económica para determinar e informar sobre el grado de correspondencia entre la información y criterios establecidos. La auditoría debe ser realizada por una persona competente e independiente.¹⁹

¹⁸ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental Edición 2,003

¹⁹ ALVIN A. ARENS, J. ELDER Y MARK S., Auditoria un enfoque integral edición 2,007 pág. 1

1.5.1 CLASES DE AUDITORÍA:

La auditoría se subdivide conforme lo determina la Contraloría General del Estado de acuerdo con su naturaleza en:

1. Auditoría Financiera, 2. Auditoría de Gestión, 3. Auditoría de Obras Públicas y 4. Examen Especial.

Conforme a nuestro estudio definiremos los siguientes conceptos de auditoría:

1. **FINANCIERA:** Informará sobre la razonabilidad de las cifras presentadas en los estados financieros de una institución pública, ente contable, programa y proyecto y concluirá con la elaboración de un informe profesional de auditoría en el que incluirá las opiniones correspondientes, incluyendo el examen de cumplimiento de las normas legales y la evaluación del control interno de la parte auditada.

Para que el auditor esté en condiciones de emitir su opinión en forma objetiva Profesional, tiene la responsabilidad de reunir los elementos de juicio suficientes que le permita obtener una certeza razonable sobre:

- a. La veracidad y autenticidad de los hechos y fenómenos que los estados financieros reflejan.
- b. Que son adecuados los criterios, sistemas y métodos utilizados para captar y reflejar en la contabilidad y en los estados financieros hechos fenómenos.
- c. Que los estados financieros estén preparados y revelados de acuerdo con Los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, las Normas Ecuatorianas de Contabilidad y la normativa que sobre contabilidad gubernamental se halle vigente²⁰.

La auditoría financiera es un proceso de verificación de toda la información financiera de una compañía, y los resultados se reflejarán en los informes emitidos por el auditor y responsables de la misma, dando a conocer la situación financiera actual del período a realizarse.

²⁰Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental, Edición 2.003, p.5

2. EXAMEN ESPECIAL: Comprende la revisión y análisis de una parte de las operaciones o transacciones efectuadas con posterioridad a su ejecución, con el objeto de verificar aspectos presupuestales o de gestión, el cumplimiento de los dispositivos legales y reglamentarios aplicables y elaborar el correspondiente informe que incluya observaciones, conclusiones y recomendaciones. El Examen Especial puede incluir una combinación de objetivos financieros y operativos, o restringirse a sólo uno de ellos, dentro de un área limitada o asunto específico de las operaciones

El desarrollo del Examen Especial sigue las mismas fases que la práctica de una auditoría de gestión, es decir: a) Planeamiento; b) Ejecución; c) Informe; excepto en lo que se refiere a la fase de planeamiento, dado que sus procedimientos son más simplificados que en una auditoría de alcance amplio.²¹

El examen especial es una auditoría limitada, en el cual se revisan los procedimientos con el objeto de llegar a una opinión sobre la exactitud, veracidad de la información a ser auditada.

1.5.1.1 DE ACUERDO CON QUIÉN LO REALIZA:

Conforme al manual de la Contraloría General del Estado, de acuerdo con quien realiza la auditoría, lo clasifica de la siguiente manera:

INTERNA: La unidad de auditoría interna constituye un elemento componente del sistema de control interno de una entidad u organismo del Sector Público y como tal se constituye en un medio al servicio de la alta dirección, destinada a salvaguardar los recursos públicos, verificar la exactitud y veracidad de la información financiera, técnica, operativa y administrativa; promover la eficiencia y eficacia de las operaciones; estimular la observancia de las políticas y procedimientos institucionales previstos; y, el cumplimiento de las metas y objetivos programados.

Dentro de sus funciones específicas la auditoría interna debe prestar asesoría y realizar la evaluación integral de la institución, por lo que su personal será de carácter multidisciplinario

EXTERNA: Es realizada por auditores o por compañías privadas, quienes tienen la obligación de observar la normatividad expedida al respecto por el Organismo Técnico Superior de Control, con el objeto de emitir su opinión mediante un dictamen o informe según corresponda al tipo de auditoría que se esté llevando a efecto.²²

²¹ MANUAL DE AUDITORÍA GUBERNAMENTAL Contraloría General de la República, - MAGU - 1998

²² Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental, Edición 2.003,p.8-9

1.5.1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LA AUDITORÍA

Para determinar el proceso de auditoría la Contraloría General del Estado determina los siguientes procedimientos:

1. PLANIFICACIÓN DE LA AUDITORÍA

Comprende el desarrollo de una estrategia global para la administración y conducción, al igual que el establecimiento de un enfoque apropiado sobre la naturaleza, oportunidad y alcance de los procedimientos de auditoría que deben aplicarse.

Esta fase se fundamenta en la planificación anual de control de las entidades y a su vez comprende la Planificación Preliminar, que consiste en la obtención o actualización de la información de la entidad mediante la revisión de archivos, reconocimiento de las instalaciones y entrevistas con funcionarios responsables de las operaciones, tendientes a identificar globalmente las condiciones existentes y obtener el apoyo y facilidades para la ejecución de la auditoría.

La Planificación Específica que se la define como la estrategia a seguir en el trabajo, fundamentada en la información obtenida en la planificación preliminar y en la evaluación del Control Interno.

Sobre la base de la calificación de los factores de riesgo por cada componente de la auditoría, se determinará la extensión de las pruebas, se preparará el plan de muestreo y los programas específicos a aplicarse en la siguiente fase.

2. EJECUCIÓN DEL TRABAJO

En esta fase el auditor debe aplicar los procedimientos establecidos en los programas de auditoría y desarrollar completamente los hallazgos significativos relacionados con las áreas y componentes considerados como críticos. Todos los hallazgos desarrollados por el auditor, estarán respaldados en papeles de trabajo en donde se concreta la evidencia suficiente, pertinente, competente y adecuada, que respalda la opinión y el informe y que pueda ser sustentada en juicio.

3. COMUNICACIÓN DE RESULTADOS

Es de fundamental importancia que el auditor mantenga una comunicación continua y constante con los funcionarios y empleados relacionados con el examen, con el propósito de mantenerles informados sobre las deficiencias y desviaciones detectadas a fin de que en forma oportuna se presente los justificativos o se tomen las acciones correctivas pertinentes. La comunicación de resultados es la última fase del proceso de la auditoría, sin embargo ésta se cumple durante la ejecución del examen.²³

²³Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental, **Op. Cit.**, p 11.

1.6 TIPOS DE CONTRATOS PETROLEROS

1.6.1 LEGISLACIÓN NACIONAL

La actual legislación²⁴ de nuestro país establece que el subsuelo y, consecuentemente los yacimientos que en él se encuentran, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del estado y es este quien realizará la gestión del sector hidrocarburífero a través de sus empresas públicas y con la creación de empresas mixtas en donde tenga mayoría accionaria, según esta normativa el estado participará de los beneficios de aprovechamiento del crudo en un monto que no sea inferior a los de la empresa que los explota.

1.6.2 CONTRATOS PETROLEROS

Los contratos petroleros no han brindado beneficios para el estado, ya que se han concesionado otorgando mayores ingresos para las empresas privadas, cabe mencionar que los términos del contrato deben estar concesionados conforme a la ley de hidrocarburos y a la actual ley reformativa de hidrocarburos. Los términos de relacionamiento entre el estado y el inversionista están reflejados en la suscripción de contratos para explotación y producción, que de acuerdo al tipo de contrato se determinará los compromisos de inversión, obligaciones fiscales, tributarias y políticas de comercialización de hidrocarburos, acordes con las disposiciones legales del país.

El esquema contractual de participación que aun está vigente en el año 2,010 en varias compañías petroleras privadas, ha denotado que la producción petrolera ha beneficiado a las empresas privadas, ya que el precio del petróleo tiende a crecer constantemente, lo que permitió a las empresas petroleras privadas obtener grandes utilidades a costa de un recurso natural que pertenece al estado ecuatoriano.

²⁴ Constitución de la república del Ecuador publicada en el registro oficial 449 el 20 de Octubre del 2008 en el numeral 11 del Art 261.- **Art. 261.-** El Estado central tendrá competencias exclusivas sobre Los recursos energéticos; minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales.

Art. 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia. Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social. Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

Art. 408.- Son de propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado los recursos naturales no renovables y, en general, los productos del subsuelo, yacimientos minerales y de hidrocarburos, sustancias cuya naturaleza sea distinta de la del suelo, incluso los que se encuentren en las áreas cubiertas por las aguas del mar territorial y las zonas marítimas; así como la biodiversidad y su patrimonio genético y el espectro radioeléctrico. Estos bienes sólo podrán ser explotados en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución. El Estado participará en los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota. El Estado garantizará que los mecanismos de producción, consumo y uso de los recursos naturales y la energía preserven y recuperen los ciclos naturales y permitan condiciones de vida con dignidad.

En razón del exceso de utilidades que generaba el diferencial del precio de petróleo a las empresas petroleras, y que de ninguna manera era justo para el estado ecuatoriano, el señor presidente de la república Rafael Correa establece:

Que la participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos en los contratos de participación para la exploración de hidrocarburos y explotación de petróleo crudo será de al menos al 99% de los ingresos extraordinarios del petróleo para el estado y el 1% para la empresas petroleras privadas²⁵.

Finalmente en el año 2,008, se crea el impuesto del 70% sobre los ingresos extraordinarios obtenidos por las empresas petroleras que hayan suscritos contratos con el estado para la exploración y explotación de recursos no renovables, generados en ventas a precios superiores a los pactados o previstos en los respectivos contratos²⁶.

Con los precedentes antes citados, se hizo necesario la revisión de contratos de participación suscritos entre el estado y las compañías petroleras, de tal manera que el estado ecuatoriano, modificó ciertos contratos, realizando variaciones en los porcentajes de participación de las compañías, precios base por unidad de producción y los volúmenes base de producción, entre las compañías, cuyos contratos fueron modificados, se encuentran: Repsol YPY, Ecuador TLC, Petrooriental Bloques 14 y 17, entre otros.

En julio del 2,010, se aprueba la ley reformativa a la ley de hidrocarburos, la cual estipula en su disposición transitoria primera, otorgar un plazo no superior a 120 días para las empresas de participación y 180 días para campos marginales para renegociar los contratos.

La ley reformativa a la ley de hidrocarburos determinó los siguientes principios :

- a) Preservación de los intereses y fomento de la industria nacional y su desarrollo tecnológico;

²⁵ Decreto Ejecutivo No. 662 de 4 de octubre del 2,007, publicado en el Registro Oficial No. 193, de 18 de octubre del 2,007

²⁶ **LEY REFORMATIVA PARA LA EQUIDAD TRIBUTARIA EN EL ECUADOR** publicada en Suplemento del Registro Oficial No. 242, del 29 de diciembre del 2,007 Decreto Ejecutivo No1402, publicado Registro Oficial No. 460 de 5 de noviembre del 2,008.

- b) Promoción del desarrollo sustentable, ampliando el mercado de trabajo y generando valor agregado a los recursos hidrocarburíferos;
- c) Protección de los intereses del consumidor en cuanto a precios, calidad y oferta de productos;
- d) Protección del ambiente y la conservación de los recursos naturales;
- e) Incremento de reservas de hidrocarburos y su explotación racional;
- f) Explotación de los hidrocarburos con el objeto primordial de que sean industrializados en el Ecuador;
- g) Explotación y uso racional del gas natural;
- h) Garantía del suministro de derivados del petróleo en todo el territorio nacional;
- i) Fomento de la inversión, nacional y extranjera, en cualquier fase de la industria hidrocarburífera; y,
- j) Fortalecimiento de la competitividad del Ecuador en el contexto internacional.²⁷

Debido a los cambios en la Ley de Hidrocarburos en las dos últimas décadas, el Ecuador tiene vigentes una variedad de modelos de contratos, mismos que serán modificados a la nueva modalidad contractual de prestación de servicios, lo cual permitirá renegociar los contratos.

1.6.3 MODELOS DE CONTRATACIÓN

1.6.3.1 CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN

El 29 de noviembre de 1993, Registro Oficial No. 326, se expide la Ley 44, Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos señalando que:

Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, celebrados por el estado, por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales delega a la contratista, según lo dispuesto en el numeral 1 del Art. 247 de la Constitución Política de la República, la facultad de explorar y explotar hidrocarburos, en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

²⁷ **PROYECTO DE LEY DEL SECTOR HIDROCARBURÍFERO** Artículo 7 principios capítulo II formulación y ejecución de la política hidrocarburífera

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES:

Las características principales según la Ley de hidrocarburos señalan lo siguiente:

Objeto: La exploración y explotación de hidrocarburos en el área del contrato.

Ejecución de las operaciones: La contratista es la única responsable de la ejecución de las operaciones técnicas, económicas y administrativas así como del cumplimiento de las obligaciones derivadas de la ley, reglamentos, bases de contratación y del contrato; y asume todos los riesgos inherentes a la exploración y explotación de los hidrocarburos.

Las fallas de índole técnica y sus consecuencias, originadas por negligencia de la Contratista o subcontratistas son de su exclusiva responsabilidad.

Inversiones: La contratista ejecuta, por su cuenta y riesgo, las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en las áreas señaladas en el contrato, invirtiendo los capitales necesarios y utilizando la tecnología apropiada para el cumplimiento del objeto contractual.

Riesgo minero: Si al término del período exploratorio no encuentra hidrocarburos comercialmente explotables, nada deberá el estado y, una vez cumplidos los procedimientos legales, se extingue la relación.

Derechos del Contratista: La contratista una vez iniciada la producción, tendrá derecho a una participación en la producción del área de contrato la cual se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato, que en ningún caso será menor al precio de referencia, constituirá el ingreso bruto de la contratista de la cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta, de conformidad con las reglas previstas en la Ley de régimen tributario interno.

La participación de la contratista también podrá ser recibida en dinero, previo acuerdo con PETROECUADOR

Comercialidad: La contratista determina en el plan o planes de desarrollo, los yacimientos descubiertos que fueren comercialmente explotables, los mismos que deben ser aprobados por PETROECUADOR y el ministerio de energía y minas(ministerio de recursos naturales no renovables), con lo cual se inicia el período de explotación.²⁸

²⁸ LEY REFORMATORIA DE LA LEY DE HIDROCARBUROS Op. Cit artículo 4 Ley 44.

Retención y devolución de áreas: Al concluir el período de exploración y explotación, la contratista debe quedarse solamente con las áreas en donde hubiere descubierto hidrocarburos comercialmente explotables pero puede retener áreas adicionales si se obliga a realizar nuevas actividades exploratorias dentro de los primeros años del período de explotación.

Si no realiza tales actividades exploratorias, o no se encuentra hidrocarburos a la finalización de este plazo, deberá devolver las áreas adicionales; caso contrario, las retendrá para explotarlas.

Gravámenes a cargo de la contratista: La contratista está exenta del pago de primas de entrada, derechos superficiares, regalías, aportes para obras de compensación y la contribución para la investigación, el desarrollo y los servicios científicos y tecnológicos. Solamente está obligado a realizar pagos de compensación, contribuciones para la educación e impuesto a la renta (25% sobre su base imponible).²⁹

1.6.3.2 CONTRATOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y EXPLORACIÓN ADICIONAL DE HIDROCARBUROS EN CAMPOS MARGINALES

Los contratos de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales lo define según la Ley reformativa de 1993 como:

Son contratos para la explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales, aquellos en los que el estado, por intermedio de PETROECUADOR, delega a las contratistas la facultad de explotar petróleo crudo y realizar exploración adicional de hidrocarburos en los campos de producción marginal que se encuentran a cargo de la filial PETROPRODUCCIÓN, previamente calificados como tales por el Ministerio de Energía y Minas.³⁰

CARACTERÍSTICAS:

Los contratos de explotación de petróleo crudo y exploración adicional de hidrocarburos en campos marginales señalan las siguientes características según la ley reformativa de 1993 como:

²⁹ LEY REFORMATIVA DE LA LEY DE HIDROCARBUROS Op. Cit artículo 4 Ley 44.

³⁰ DECRETO LEY EJECUTIVO 2000-1 artículo 2 publicado en el registro oficial No 144 del 18 de agosto del 2000

Marginalidad: De conformidad con lo dispuesto en la ley, para que un campo se considere marginal, se requiere:

- a) Que la producción promedio diaria calculada sobre la base de la producción del último año del campo, sea hasta el uno (1%) por ciento de la producción nacional promedio diaria del mismo año;
- b) Que la delegación para la explotación y exploración adicional de estos campos, signifique mayor eficiencia económica y técnica en beneficio de los ingresos e intereses del estado, en comparación con los beneficios económicos y técnicos esperados si se mantuviesen las condiciones de explotación vigentes;
- c) Que el campo se encuentre alejado de la infraestructura principal organizativa u operativa de PETROECUADOR;
- d) El campo que contenga crudos pesados, de gravedad promedio menor a 20 grados API;
- e) La explotación del campo con producción o abandono o no puesto en producción, necesite técnicas de recuperación excesivamente costosas para PETROECUADOR.

Objeto: El objeto de este contrato es la explotación de petróleo crudo y la exploración adicional de hidrocarburos en áreas donde se encuentran campos de producción marginal.

Ejecución de las operaciones: La contratista será la responsable de las decisiones y la ejecución de las operaciones técnicas, económicas y administrativas, asume todos los riesgos inherentes a las operaciones de explotación.

Las fallas de índole técnica y sus consecuencias, originadas por la contratista o subcontratistas, serán de su exclusiva responsabilidad y los costos y gastos en los que incurran, no serán deducibles.

Riesgo Minero: Como resultado de la exploración adicional, la contratista descubriere yacimientos que a su criterio y fueren comercialmente explotables, presentará para aprobación del Ministerio de recursos no renovables el respectivo plan de desarrollo.

Si no se encontraren yacimientos hidrocarburíferos comercialmente explotables o no explotaren dichos yacimientos, se devolverá las áreas exploradas a PETROECUADOR, sin ningún costo.³¹

³¹ **DECRETO LEY EJECUTIVO 2000-1** Artículo 2 publicado en el Registro oficial No 144 del 18 de agosto del 2000

Propiedad del suelo: No se otorga ni concede a la contratista ningún derecho de propiedad sobre el suelo ni sobre la producción de hidrocarburos resultante de la actividad de explotación y exploración adicional en el área del contrato ni tampoco sobre las áreas que se expropien a favor de PETROECUADOR para la ejecución de estos contratos, ni sus servidumbres, ni sobre las obras que allí se realicen con el inciso segundo del artículo 2 de la ley de hidrocarburos; que igualmente se realiza mediante licitación internacional a cargo del comité especial de licitaciones (CEL), el control de su ejecución le corresponde a Petroproducción.

Inversiones: La Contratista ejecuta por su cuenta y riesgo, las actividades e inversiones comprometidas para una explotación eficiente y continua de petróleo crudo, así como para la exploración adicional de hidrocarburos en el área del contrato, utilizando las tecnologías adecuadas de última generación.

Derechos de la Contratista: La Contratista tiene derecho a usar la infraestructura que tiene PETROECUADOR en el área del contrato y debe devolverla a la finalización del contrato en las condiciones que fueron entregadas. Debe los costos de operación de la curva base de producción y para la determinación del pago se toman en cuenta la curva base de producción, reservas probadas, reservas probadas desarrolladas, reservas probadas no desarrolladas, reservas totales probadas, reservas probables y reservas posibles.

Gravámenes a cargo de la Contratista: La Contratista debe pagar la contribución para la Superintendencia de Compañías, con un pago anual de hasta el uno por mil de los activos totales previsto en el Art. 455 de la ley de compañías. Debe pagar el impuesto a la renta, contribución para utilización de aguas y materiales naturales de construcción, el Impuesto al Valor Agregado, participación laboral, contribución para la educación técnica en el período de exploración; impuestos municipales y ECORAE.

El plazo de duración de los contratos de prestación de servicios y de participación es de 25 años con posible prórroga de 5 años mientras que en los de campos marginales es de 20 años.³²

1.6.3.3 CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

La Ley de Hidrocarburos, en su Art. 16, define a los contratos de prestación de servicios de la siguiente manera:

Son aquellos en que, personas jurídicas, previa y debidamente calificadas, nacionales o extranjeras, se obligan para con PETROECUADOR a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburíferas señaladas para el efecto invirtiendo los capitales y utilizando los equipos, la maquinaria y la tecnología necesarios para el cumplimiento de los servicios contratados.³³

³² **DECRETO LEY EJECUTIVO 2000-1** Artículo 2 publicado en el Registro oficial No 144 del 18 de agosto del 2000

³³ **LEY DE HIDROCARBUROS**, en su Art. 16 publicado en el registro oficial No 583 del 10 de mayo de 1978

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Las características principales de los contratos de prestación de servicios conforme a la ley de hidrocarburos son:

Objeto: La Contratista tiene la calidad de operador de PETROECUADOR; por tanto, bajo este supuesto, su compromiso no es otro que el de prestar servicios técnicos, financieros y administrativos necesarios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el área del contrato.

Inversiones: La Contratista (prestador de servicios) se obliga a realizar por su cuenta y riesgo todas las inversiones en los períodos de exploración y explotación y a suministrar la maquinaria y proporcionar la tecnología necesaria para el cumplimiento de los servicios contratados. La compañía efectúa las inversiones de riesgo en la fase de exploración

Riesgo Minero: Si al término del período exploratorio no se encuentra hidrocarburos comercialmente explotables, termina el contrato y no tendrá derecho a reembolso ni pago alguno por parte de PETROECUADOR ni ésta deberá nada, por ningún concepto, a la Contratista.

Propiedad de los hidrocarburos producidos: La totalidad de la producción del área del contrato, en caso de descubrimientos comercialmente explotables, es de propiedad de PETROECUADOR.

Derechos de la Contratista: Reembolsos y pagos: Si encuentra hidrocarburos comercialmente explotables y a recibir un pago por sus servicios (tasa de servicios en retribución por la inversión de capitales, la utilización de equipos, maquinarias y tecnología y por la operación del contrato), el cual está relacionado no con la producción, sino con el monto de las inversiones no amortizadas de la Contratista y estará establecido en el contrato. Los reembolsos y pagos pueden ser en dinero, en especie o mixtos.

Comercialidad: La Contratista, a su riesgo, declara la comercialidad. Derecho Preferente de compra de la producción en el área del contrato:

La Contratista tendrá opción preferente de compra, para el caso de pago en especie u opción preferente de compra, el precio deberá fijarse de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad.

Retención y devolución de áreas: Al finalizar el período exploratorio, la Contratista no tiene nada que devolver toda vez que son solamente operadores.

Comité de Administración: Conformado por dos representantes de PETROECUADOR y dos de la Contratista. Tiene por objeto coordinar y controlar las relaciones provenientes de la ejecución del contrato entre las partes con el propósito de lograr la mayor eficiencia y agilidad en la ejecución del contrato.³⁴

³⁴ Dra. María Augusta Carrera, instructora de la unidad académica VI Legislación petrolera modelos de contratación, del III Diplomado Superior de alta gerencia en negociación petrolera.

**CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS ENTRE ESTADO ECUATORIANO
Y LAS COMPAÑÍAS PRIVADAS PETROLERAS**

Tabla No 2

COMPAÑÍA OPERADORA	BLOQUE/CAMPO	TIPO DE CONTRATO
CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN		
ENERGY DEVELOPMENT CORPORATION (EDC)	3	participacion gas
COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES (CGC)	23	contrato de participaci3n
INTERNACIONAL AMAZON LTDA (CNPC)	11	contrato de participaci3n
BURLINTON RESOURCES	24	contrato de participaci3n
TRIPETROL	28	contrato de participaci3n
PETROBRAS ENERGIA ECUADOR	31	contrato de participaci3n
PERENCO	21	contrato de participaci3n
PETRORIENTE S.A.	17	participaci3n modificatorio
REPSOL YPF	16	participaci3n modificatorio
PETRORIENTE S.A.	14	participaci3n modificatorio
ANDES PETROLEUM ECUADOR	Tarapoa	participaci3n modificatorio
CANADA GRANDE	1	participaci3n modificatorio
PERENCO	7	participaci3n modificatorio
CONTRATOS DE EXPLOTACI3N UNIFICADA		
ANDES PETROLEUM ECUADOR	18B-Fanny	convenio explotaci3n unificada
ANDES PETROLEUM ECUADOR	Mariann 4-A	convenio explotaci3n unificada
PERENCO	Coca payamino	convenio explotaci3n unificada
CONTRATO PRESTACI3N DE SERVICIOS		
AGIP OIL	10	contrato de prestaci3n de servicios
PETROECUADOR	27	contrato de prestaci3n de servicios
PETROAMAZONAS	bloque 15, Ed3n Yuturi	contrato de prestaci3n de servicios
CONTRATOS CAMPOS MARGINALES		
BELLWETHER INTERNACIONAL	Charapa	campo marginal
TECPECUADOR	Bermejo	campo marginal
PETROLEO SUDAMERICANOS	Pindo	campo marginal
PETROLEO SUDAMERICANOS	Palanda yuca sur	campo marginal
PETROBELL	Tingüino	campo marginal
CONSORCIO PETROLERO AMAZONICO	Pucuna	campo marginal
CONSORCIO PETROLERO AMAZONICO	Singue	campo marginal
CONSORCIO PEGASO	Puma	campo marginal
CONTRATOS SERVICIOS ESPECÍFICOS		
PETRORIENTE S.A.	Shiripuno	servicios especificos
ESPOL-PACIFPETROL	eninsula Gustavo Galind	servicios especificos
IVANHOE ENERGY ECUADOR	Pungarayacu (Bloque 2	servicios especificos
REPSOL YPF	Tivacuno	servicios especificos modificatorio
CONTRATOS ALIANZAS OPERATIVAS		
DYGOIL	Victor Hugo Ruales	alianzas operativas
DYGOIL	Atacapi y Parahuacu	alianzas operativas

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEROS, DIRECCI3N NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Elaborado por: COORDINACI3N DE LIQUIDACIONES Y ESTADÍSTICAS.

CONTRATOS SUSCRITOS Y CONTRATOS TERMINADOS ENTRE EL ESTADO ECUATORIANO Y LA EMPRESAS PETROLERAS PRIVADAS

Tabla No 3

CONTRATOS SUSCRITOS

COMPAÑÍA	CAMPO
ANDES	TARAPOA
PETRORIENTAL	BLOQUE 14
PETRORIENTAL	BLOQUE 17
AGIP	BLOQUE 10
REPSOL	BLOQUE 16
ENAP SIPEC	MDC
ENAP SIPEC	PBH
PETROBELL	TIGUINO
PETROBELL	ANCÓN
CONSORCIO PEGASO	PUMA
PETROSUD	PALANDA
PETROSUD	PINDO
REPSOL	TIVACUNO

CONTRATOS TERMINADOS

COMPAÑÍA	CAMPO
ECUADOR TLC -PETROBRAS	BLOQUE 18
ECUADOR TLC -PETROBRAS	CAMPO UNIFICADO PALO AZUL
EDC	BLOQUE 3
CNPC	BLOQUE 11
CANADA GRANDE	BLOQUE 1
SUELOPETROL	PUCUNA
SUELOPETROL	SINGUE
CONSORCIO PETROLERO GRAN COLOMBIA	ARMADILLO
BELLWEATHER	CHARAPA

Fuente: INFORME DE GESTIÓN MINISTRO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES ECON. WILSON PASTOR MORRIS, abril 2011, p.29

Elaborado por: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

Tabla No 4

CONTRATOS PETROLEROS SUSCRITOS ENTRE EL ESTADO ECUATORIANO Y CIAS.		
COMPAÑÍA	BLOQUE / CAMPO	TIPO DE CONTRATO
CONTRATOS PRESTACION SERVICIOS		
AGIP OIL	10	Prestación de Servicios
ANDES PETROLEUM ECUADOR	Tarapoa - 18B Fanny- Mariann 4-A	Prestación de Servicios
PETROORIENTAL S.A.	14	Prestación de Servicios
PETROORIENTAL S.A.	17	Prestación de Servicios
SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA S.A. (FILIAL DE ENAP)	Mauro Davalos Cordero (MDC)	Prestación de Servicios
SOCIEDAD INTERNACIONAL PETROLERA S.A. (FILIAL DE ENAP)	Paraiso, Biguno, Huachito I.	Prestación de Servicios
REPSOL YPF	16 - Bogui Capiron	Prestación de Servicios
REPSOL YPF	Tivacuno	Prestación de Servicios
PACIFPETROL	Gustavo Galindo	Prestación de Servicios
PETROBELL	Tigüino	Prestación de Servicios
TECPECUADOR	Bermejo	Prestación de Servicios
CONSORCIO PETROSUD PETRORIVA	Pindo	Prestación de Servicios
CONSORCIO PALANDA YUCA SUR	Palanda Yuca Sur	Prestación de Servicios
CAMPO PUMA ORIENTE S.A.	Puma	Prestación de Servicios

Fuente: COORDINACIÓN DE LIQUIDACIONES Y ESTADÍSTICAS, MARZO 2011

Elaborado por: SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

1.7 BENEFICIOS ECONÓMICOS DE CAMBIAR LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN A PRESTACIÓN DE SERVICIOS

1. Mediante el cambio de modalidad contractual de los contratos petroleros, la producción petrolera será propiedad del estado, ya que con el contrato de participación el Estado recibía dependiendo la concesión un promedio del 20% del contrato y el restante 80% las empresas privadas.
2. Las empresas petroleras privadas al incrementarse el precio del petróleo obtenían mayores ganancias, sin esfuerzo alguno. Los contratos de prestación de servicios mediante la reforma establecen el pago de una tarifa única por sus servicios para las compañías privadas. El estado con el nuevo contrato recibirá por incremento del precio internacional del crudo ingresos extraordinarios.
3. El Estado retendrá el 25% de los ingresos brutos, como margen de soberanía. Ese porcentaje será para el Estado, aunque bajen los precios del petróleo.
4. Las compañías privadas que renegocien sus contratos en el país, deberán incrementar sus inversiones, ya que debido a una disminución de la inversión, la producción del crudo ha disminuido considerablemente
5. Las reformas a la Ley de Hidrocarburos, establecerán reglamentaciones conforme al plan de inversión que se pretende alcanzar. El estado contempla la posibilidad de mejorar la producción y por ende la utilidad a obtenerse, por lo que al establecer una tarifa fija por barril producido para las empresas privadas será fundamental invertir para que obtengan mayores beneficios.
6. Mediante la reforma a la Ley de Hidrocarburos el pago de utilidades a los trabajadores petroleros, se disminuyó dando prioridad del 12% para programas sociales y desarrollo sustentable de las zonas explotadas y los trabajadores petroleros recibirán el 3%, por lo tanto permitirán que las zonas explotadas, sus comunidades cercanas reciban mayor apoyo tanto ambiental, de infraestructura, salud, educación.

Actualmente han surgido la reestructuración del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables creando la Secretaría de Hidrocarburos y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos.



BENEFICIOS INSTITUCIONALES.

1. **ADMINISTRACIÓN DEL PATRIMONIO HIDROCARBURÍFERO:** La Secretaría de Hidrocarburos, con personería jurídica y patrimonio propios, asigna las áreas donde deben desarrollar las actividades las empresas públicas y las empresas privadas, lleva adelante los procesos de licitación petrolera, suscribe los contratos y los administra.
2. **EL CONTROL Y LA FISCALIZACIÓN HIDROCARBURÍFERA:** La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero (ARCH), con personería jurídica y patrimonio propios, controlará y fiscalizará la actividad hidrocarburiífera en todas sus fases, tanto a las empresas privadas como las públicas. Se le recupera la facultad sancionadora administrativa con toda la fuerza de la ley.
3. **LA ACTIVIDAD EMPRESARIAL PÚBLICA HIDROCARBURÍFERA:** Las empresas públicas PETROECUADOR EP y PETROMAZONAS EP se encargarán, en lo que les corresponda por estatuto, de desarrollar las actividades empresariales de exploración, producción, refinación, industrialización y comercialización interna y externa de los hidrocarburos. Su desempeño será estricta y exclusivamente en el campo empresarial como empresas petroleras que desarrollan los recursos petroleros en nombre del Estado.³⁵

³⁵ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES Op. Cit Coordinación de Liquidaciones y estadísticas

CAPÍTULO II

2. FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES EN EL ÁREA DE AUDITORÍA

2.1.GENERALIDADES

Las funciones y responsabilidades en el área de auditoría dependen del nivel productivo y una capacidad técnica que permita al profesional optimizar el tiempo para que realice su trabajo de una manera eficiente, supervisando al equipo de trabajo, procurando que las labores del equipo de auditoría, estén conforme al cumplimiento de objetivos asignados.

La supervisión se encarga de participar en la asignación del nivel directivo y del personal operativo con el propósito de realizar controles conforme a la ley y normatividad vigente.

El auditor tiene la responsabilidad de planear y realizar la auditoría, además obtener una certeza objetiva acerca de los errores importantes a ser detectados. La auditoría debe ser planeada y efectuada con profesionalismo, ya que se debe delegar funciones y responsabilidades conforme al área a ser auditada, así como el cumplimiento de los objetivos propuestos en el examen especial o auditoría a realizarse.

Las funciones o tareas específicas de auditoría conforme se expresa en el manual de la Contraloría General del Estado señala lo siguiente:

En el proceso de auditoría, la supervisión es la función encargada de participar activamente en sus aspectos más importantes, así como de vigilar el trabajo de auditoría realizado por los miembros del equipo, con el propósito de que se cumplan los objetivos y metas programadas. La supervisión emite un juicio crítico y orientador para el mantenimiento de la calidad del trabajo y proporciona a los miembros del equipo de auditoría que lo necesiten el entrenamiento necesario para ejecutar posteriores trabajos de mayor importancia y dificultad.³⁶

³⁶ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental, Edición 2.003, P.66

2.2 FUNCIONES

Dentro de las funciones principales en el área de auditoría a ser analizada tenemos los siguientes niveles:

AUDITOR DIRECTOR DE HIDROCARBUROS

Es el responsable de designar funciones y responsabilidades a todo el equipo de auditoría. Determina un plan de acción para la realización del examen especial, mediante procedimientos y técnicas, con la finalidad de efectuar en los tiempos determinados el logro de objetivos.

Las funciones que deben desempeñar los Directores, Subdirectores y Jefes de Auditoría son las siguientes:

- a. Realizar la planificación anual de la auditoría conforme al departamento asignado en coordinación con las áreas administrativas.
- b. Coordinar equipos de auditoría para elaborar los exámenes programados, teniendo en cuenta sus condiciones técnicas, conocimiento, experiencia y el comportamiento grupal.
- c. Realizar auditorías que permitan lograr el objetivo general, alcance y tiempo para su ejecución, mediante la determinación del equipo de auditores.
- d. Estimular la participación de los auditores logrando la ejecución de los objetivos principales
- e. Capacitación y asistencia técnica necesaria para que se cumpla eficientemente con las responsabilidades asignadas.
- f. Comprender y autorizar el informe conforme se realice y determine la planificación preliminar y específica.

El director, subdirector y jefe de auditoría tienen las siguientes competencias:

- Colaborar en las respuestas a los comentarios realizados por las compañías.
- Elaborar la selección de cuentas y muestreo.
- Participar en las reuniones de revisión de informe provisional.
- Realizar el trabajo asignado (revisión de cuentas)
- Juicio y toma de decisiones. Pensamiento analítico.
- Destreza matemática.
- Pensamiento crítico.
- Asertividad / firmeza.
- Negociación.
- Pensamiento analítico.³⁷

³⁷ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Op. Cit Departamento de auditoría.

El director de auditoría y jefe de auditoría poseen competencias corporativas conforme a la Agencia de Regulación y Control mencionando las siguientes:

Actitud al cambio	•Es la capacidad y la actitud para llevar a cabo los cambios necesarios, con un mínimo de efectos adversos
Aprendizaje continuo	•Trabajar con material o información nueva y comprender sus implicaciones o consecuencias.
Conocimiento del entorno organizacional	•Es la capacidad para comprender e interpretar las relaciones de poder en la institución o con otras instituciones.
Orientación a resultados	•Es el esfuerzo por trabajar adecuadamente tendiendo el logro a estándares de excelencia

2.2.2 AUDITOR SUPERVISOR DE HIDROCARBUROS

La supervisión del auditor como parte fundamental de la auditoría, la podemos definir de la siguiente manera:

La supervisión es una tarea que exige de quien lo realiza conocimientos sólidos, habilidad técnica, sentido común, ética profesional, experiencia y calidad humana, por lo que resulta una labor de gran importancia, pues en esta labor descansa la calidad del trabajo de auditoría.³⁸

Como parte de las funciones del auditor en la Agencia de Regulación y Control podemos mencionar las siguientes:

- a) Realizar un plan de auditoría, en el cual se requerirá una evaluación que puede ser trimestral, semestral o anual.
- b) Determinar reuniones en las que intervengan el equipo de trabajo, las mismas que tendrán como objetivo dar lineamientos de las funciones y responsabilidades para el cumplimiento de los procedimientos que deben realizarse y los resultados que se esperan obtener.
- c) Verificar que se realicen reuniones en las que intervengan el equipo de trabajo conjuntamente con los funcionarios principales del área sujeta a examen.
- d) Efectuar una evaluación periódica de los equipos de auditoría, que realicen el proceso para la elaboración del examen especial, cumpliendo con las normas y procedimientos establecidos para la realización de la auditoría.
- e) Atender los requerimientos sobre información de las entidades del sector interno y externo.

³⁸ **Dr. ORDOÑEZ ESPINOSA Hugo**, Guía para la supervisión para las auditoras del sector público ecuatoriano edición diciembre 1,983.

- f) Obtener las pruebas y hallazgos en los papeles de trabajo, los mismos que proporcionarán la evidencia suficiente para la elaboración del informe.
- g) Controlar las técnicas y procedimientos a emplearse conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y normativas.
- h) Participar en comisiones interinstitucionales.
- i) Supervisar la selección y muestreo de cuentas para el análisis.
- j) Revisar los balances de pruebas y sumarias.
- k) Participar en reuniones de revisión de informes provisionales.
- l) Informar oportunamente el reemplazo ocasional del auditor general, designando al suplente temporal

La Contraloría General del Estado tiene como funciones principales del supervisor las siguientes:

- a. Preparar y aplicar los programas de supervisión, en las principales etapas del proceso de la auditoría
- b. Desarrollar conjuntamente con el Jefe de equipo de auditoría, las funciones de responsabilidad compartida, especialmente las relacionadas con la planificación preliminar o específica.
- c. Familiarizarse con las actividades de la entidad a ser examinada, a fin de ejercer una supervisión adecuada de las labores del equipo.
- d. Supervisar periódicamente las actividades del equipo de auditoría, de acuerdo con la fase del proceso de la auditoría que se esté realizando, para orientar los procedimientos, evaluar el avance del trabajo, resolver las consultas realizadas, revisar los productos intermedios y finales del trabajo, informar a la jefatura sobre los asuntos importantes del examen, así como los de carácter administrativo.³⁹

La competencia profesional del supervisor de auditoría según la Agencia de regulación y control son las siguientes:

- . Poseer experiencia y competencia para la realización de su trabajo.
- . Valorar los probables costos y beneficios de una acción potencial.
- . Ofrecer guías / sugerencias a los demás para que tomen decisiones.
- . Analizar o descomponer información y detectar tendencias, causas, efectos, etc
- . Cumplir con las responsabilidades de su función.
- . Elaborar informe provisional y acta

³⁹ Fuente: **CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO** Manual de Auditoría Gubernamental **Op Cit** p.49

- Supervisar la ejecución del trabajo de auditoría
- Aptitud para capacitar, guiar, y brindar sus conocimientos.
- Exponer mejores alternativas para el logro de objetivos
- Dirigir y motivar al área de auditoría para que su desempeño sea eficiente y efectivo.⁴⁰

La supervisión en auditoría cumple una función importante, se encarga de planear, organizar y dirigir el trabajo en grupo, ya que el supervisor debe tener los conocimientos, las técnicas y procedimientos para la ejecución de un trabajo eficiente y eficaz. Su objetivo es dar y recibir información, transmitir resultados y tomar decisiones para que la ejecución del trabajo sea eficiente.

2.2.3 AUDITOR GENERAL DE HIDROCARBUROS

Organiza, evalúa y planifica las auditorías y exámenes especiales que realice el departamento de auditoría. Las funciones que debe desempeñar el Auditor General de Hidrocarburos son las siguientes:

- a. Elaborar la planificación de la auditoría.
- b. Aprobar los programas y planes específicos preparados por el equipo de auditores.
- c. Comprobar y verificar las auditorías practicadas.
- d. Observar que se cumplan con las normas legales vigentes, leyes, reglamentos, disposiciones y procedimientos establecidos.
- e. Verificar si la evidencia y hallazgos obtenidos es competente, para que el auditor prepare el informe.
- f. La ética del auditor debe prevalecer en la elaboración de su trabajo.
- g. El personal debe ser motivado.

2.2.4 JEFE DE EQUIPO AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS

Se puede definir al Jefe de equipo como:

El Jefe de Equipo de auditoría, es el profesional responsable de administrar y dirigir a los miembros del grupo, además de cumplir con los criterios y estándares establecidos por el nivel directivo para la ejecución del trabajo.⁴¹

⁴⁰ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES **Op. Cit.** Dpto. de auditoría.

⁴¹ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental **Op. Cit.**,p.50

“El Jefe de auditoría es aquel que debe organizar, dirigir, y supervisar el trabajo de los auditores, exigiendo al personal de auditoría evidencias suficientes y competentes sobre lo examinado, cumpliendo con las normas, técnicas y políticas y procedimientos de auditoría”⁴²

El auditor jefe de equipo de auditoría, es la persona profesional responsable y designada para verificar el cumplimiento de las metas y alcances designados a los auditores para que realicen el examen de auditoría conforme a los procedimientos establecidos.

Las funciones del jefe de equipo de auditoría de hidrocarburos son las siguientes:

- a. Dirigir y supervisar la labor designada a los auditores, asistentes y ayudantes
- b. Oponerse con firmeza cuando se amenaza el logro de metas
- c. Utilizar la lógica y el análisis para identificar la fortaleza o debilidad de enfoques o proposiciones.
- d. Realizar auditorías, exámenes especiales y velar por el cumplimiento de las observaciones y recomendaciones.
- e. Elaboración de papeles de trabajo y observar y analizar los efectuados por el equipo de trabajo.
- f. Colaborar en el crecimiento profesional y técnico del personal de auditoría.
- g. Cumplir las disposiciones encomendadas por el Auditor Director.⁴³

Las principales funciones del Jefe de Equipo de auditoría según la contraloría se detallan a continuación:

- a. Elaborar conjuntamente con el supervisor la planificación preliminar y definitiva. Aplicar los programas de auditoría preparados para el desarrollo del trabajo, conforme a las instrucciones del jefe de equipo.
- b. Documentar la aplicación de los procedimientos de auditoría utilizando la estructura y orden definido para los papeles de trabajo.
- c. Cumplir con los criterios de ejecución establecidos para su trabajo, así como, los estándares profesionales (normas de auditoría) y de encontrar dificultades, comunicarlás de inmediato al auditor jefe de equipo de la auditoría.
- d. Mantener ordenados y completos los papeles de trabajo.

⁴² Fuente: **VILLACIS Juan**, Guía práctica de auditoría interna para bancos, edición 1987.

⁴³ Fuente: **MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES**, Agencia de regulación y control de hidrocarburos, Departamento de auditoría.

- e. Sugerir procedimientos alternativos o adicionales para promover la eficiencia en las actividades de auditoría realizadas.
- f. Colaborar continuamente para fomentar el logro de los objetivos incluidos en la planificación específica y contribuir para proyectar una imagen positiva de la auditoría y de la Contraloría.
- g. Obtener la evidencia suficiente, competente y pertinente de los hallazgos de auditoría, desarrollar sus principales atributos y analizarlos con el jefe de equipo de la auditoría.
- h. Redactar, en la correspondiente cédula o papel de trabajo, los resultados del examen, (comentarios, conclusiones y recomendaciones) sobre cada componente o rubro desarrollado, guiándose con la estructura preestablecida para el informe final.⁴⁴

Las competencias del jefe de Auditoría de hidrocarburos son las siguientes:

- Eficacia en la elaboración de informes.
- Elaborar la selección de cuentas y muestreo
- Colaborar en las respuestas a los comentarios realizados por las compañías
- Participar en las reuniones de revisión de informe provisional

El jefe de auditoría debe poseer los conocimientos que se describe en siguiente tabla:

Tabla No 5

Descripción	Conocimientos informativos
Producción, reservas, reconocimientos.	Datos empresariales
Ley de hidrocarburos y reglamentos	Leyes y regulaciones
Conocimiento del mercado y el entorno donde se desenvuelve el negocio	Mercado/entorno
Conocer la misión, procesos, funciones, metodologías y enfoques de trabajo del área	Naturaleza del área / departamento
Conocer personas y otras áreas de la institución.	Personas y otras áreas

Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES.
Área: COORDINACIÓN AUDITORÍA.

⁴⁴Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental Edición 2003,p.51-52

2.2.5 AUDITORES DE HIDROCARBUROS

Los auditores son los responsables de la elaboración de las auditorías y exámenes especiales, los mismo que cumplen con las designaciones encomendadas por sus superiores. Los auditores aplicarán las normas, técnicas, y el profesionalismo requerido para que obtengan evidencias suficientes, con la finalidad de obtener hallazgos y pruebas, que determinarán la opinión del auditor para que prepare el informe.⁴⁵

Los auditores son integrantes de los equipos de auditoría, trabajan bajo la supervisión directa del jefe de equipo. Los auditores de hidrocarburos deben cumplir con las siguientes funciones:

- a. Solicitar la documentación requerida para la realización del trabajo de auditoría.
- b. Controlar el cumplimiento a los procedimientos designados a la ejecución de cada prueba de auditoría, por cada cuenta seleccionada
- c. Realizar otras actividades que le sean asignadas por la Coordinación para la atención de requerimientos de clientes internos y externos.
- d. Sustentar los hallazgos encontrados (Ajustes, reclasificaciones y comentarios de control interno)
- e. Efectuar auditorias al departamento o área designada.
- f. Participar en los exámenes especiales que se deleguen.
- g. Informar de cualquier problema que impida el desenvolvimiento de su trabajo, durante el proceso de auditoría.
- h. Cumplir con las disposiciones que designen sus superiores.
- i. Sugerir cambios conforme a las evidencias observadas.
- j. Observar la honestidad, valores y ética del auditor.

Según la contraloría las principales funciones de los auditores son:

- a. Aplicar los programas de auditoría preparados para el desarrollo del trabajo, conforme a las instrucciones del jefe de equipo.⁴⁶

⁴⁵ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos, Departamento de auditoría

⁴⁶ Idem: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES Op. Cit Departamento Auditoría

- b. Documentar la aplicación de los procedimientos de auditoría utilizando la estructura y orden definido para los papeles de trabajo.
- c. Cumplir con los criterios de ejecución establecidos para su trabajo, así como, los estándares profesionales (normas de auditoría) y de encontrar dificultades, comunicarlas de inmediato al auditor jefe de equipo de la auditoría.
- d. Mantener ordenados y completos los papeles de trabajo.
- e. Sugerir procedimientos alternativos o adicionales para promover la eficiencia en las actividades de auditoría realizadas
- f. Colaborar continuamente para fomentar el logro de los objetivos incluidos en la planificación específica y contribuir para proyectar una imagen positiva de la auditoría y de la Contraloría.
- g. Obtener la evidencia suficiente, competente y pertinente de los hallazgos de auditoría, desarrollar sus principales atributos y analizarlos con el jefe de equipo de la auditoría
- h. Redactar, en la correspondiente cédula o papel de trabajo, los resultados del examen, (comentarios, conclusiones y recomendaciones), sobre cada componente o rubro desarrollado, guiándose con la estructura preestablecida para el informe final.
- i. Estructurar el expediente de papeles de trabajo y entregarlo al jefe de equipo para la integración completa de los resultados y su correspondiente archivo.⁴⁷

Los auditores cumplen en la Agencia de Regulación y control las siguientes competencias:

- Razonamiento deductivo.
- Facilidad numérica.
- Ordenar información.
- Aprendizaje continuo, iniciativa.
- Reconocimiento de problemas
- Trabajar adecuadamente tendiendo al logro de estándares de excelencia.

⁴⁷ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos, Departamento de auditoría

Los auditores deben poseer los conocimientos que se describen en la siguiente tabla:

Tabla No 6

CONOCIMIENTOS INFORMATIVOS	DESCRIPCIÓN
Datos empresariales	Estadísticas de producción, estados financieros, reservas, sistemas contables de cada Empresa a ser auditada.
Leyes y regulaciones	Conocer leyes, reglamentos, regulaciones y protocolos internos y Ley de Hidrocarburos, Régimen tributario, Ley de trabajo, Reglamentos de contabilidad, Acuerdos, contratos petroleros.
Naturaleza del área / departamento	Conocer la misión, procesos, funciones, metodologías y enfoques de trabajo del área.

Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES
Área: COORDINACIÓN DE AUDITORÍA

2.2.6 RESPONSABILIDADES

La determinación de responsabilidades en el área de auditoría tiene como objetivo verificar el cumplimiento de las normas y procedimientos a seguir para la elaboración del examen especial o auditoría. Los responsables de la auditoría estarán vigilando el cumplimiento de los objetivos y lineamientos que se esperan obtener mediante la utilización de técnicas, para la obtención de los resultados propuestos.

2.2.6.1 RESPONSABILIDADES COMPARTIDAS ENTRE EL SUPERVISOR Y EL JEFE DE EQUIPO DE LA AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS.

Las responsabilidades entre el supervisor y jefe de equipo, es el cumplimiento de objetivos tendiendo al logro de estándares de excelencia, empleando los recursos de manera eficiente y eficaz.⁴⁸

⁴⁸ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos, Departamento de auditoría

La supervisión técnica en la ejecución del trabajo, función que se integra en varias ocasiones con las responsabilidades del jefe de equipo, situación que originó la definición de los deberes de responsabilidad compartida.⁴⁹

Jefe de Equipo y Supervisor deben cumplir las siguientes responsabilidades:

- a. Realizarán la planificación, ejecución y comunicación de resultados de la auditoría.
- b. Revisarán y aprobarán la documentación entregada por el equipo de trabajo.
- c. Supervisar y evaluar al equipo de trabajo que realiza el examen.
- d. Revisar el borrador del informe elaborado por el jefe de equipo poniendo en consideración al auditor general.
- e. Asesorar a los auditores que interviene en la auditoría respecto a las técnicas y procedimientos que se emplearan para la realización del examen.⁵⁰

A continuación se detallan los principales deberes y responsabilidades compartidas según la Contraloría, a ser cumplidos conjuntamente por el supervisor y jefe de equipo de la auditoría:

- a. Participar en la planificación preliminar, incluida la entrevista inicial con los funcionarios de la entidad.
- b. Preparar la planificación específica de la auditoría con los procedimientos que van a ser aplicados durante el examen.
- c. Determinar las muestras de auditoría a ser examinadas para ejecutar el trabajo.
- e. Realizar reuniones técnicas periódicas con el equipo de trabajo a efecto de evaluar la labor de auditoría que se realiza.
- f. Preparar los informes correspondientes a cada una de las fases del proceso de auditoría.
- g. Preparar la estructura de informe de auditoría, antes de iniciar la redacción.
- k. Participar en la presentación de los resultados parciales y finales de la auditoría a la administración de la entidad auditada.
- l. Coadyuvar para que el informe final sea aprobado y tramitado oportunamente.⁵¹

⁴⁹ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental Edición 2003,p.49

⁵⁰ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, **Op. Cit.** Departamento Auditoría

El supervisor y jefe de equipo son una parte importante en la auditoria, ya que coordinan, asesoran, guían y evalúan la calidad en todo el proceso de la auditoria; con la finalidad de lograr el cumplimiento de los objetivos que se pretenden lograr en la realización del examen especial, de manera eficiente y conforme a las disposiciones legales y normatividad vigente.

2.2.6.2 DESIGNACIÓN Y RESPONSABILIDADES DEL EQUIPO DE TRABAJO

Para la realización de una examen, los directores, subdirectores o Jefes de Auditoria efectuarán un documento por escrito en el cual designarán a los profesionales encargados de realizar el examen a un ente o área, nombrando los profesionales técnicos responsables de la supervisión técnica y Jefes de Equipo.

Para la designación del equipo de trabajo se entregará a cada uno de los auditores el memorando en el cual contendrá los siguientes elementos:

- . Objetivo que pretende alcanzar el examen.
- . Alcance de la auditoría.
- . Los recursos técnicos.
- . Los tiempos y presupuestos estimados para la realización del examen.

Para realizar la conformación del equipo de trabajo se considerará los siguientes aspectos:

- . Los auditores deber tener la suficiente competencia para elaborar la auditoría.
- . Los equipos de auditoría serán asignados a otras áreas conforme a los requerimientos del jefe de equipo.
- . Permanencia del personal hasta la finalización del examen.
- . Nivelar la carga de trabajo del personal a realizar el examen.

⁵¹ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental Edición 2003, p.69-70

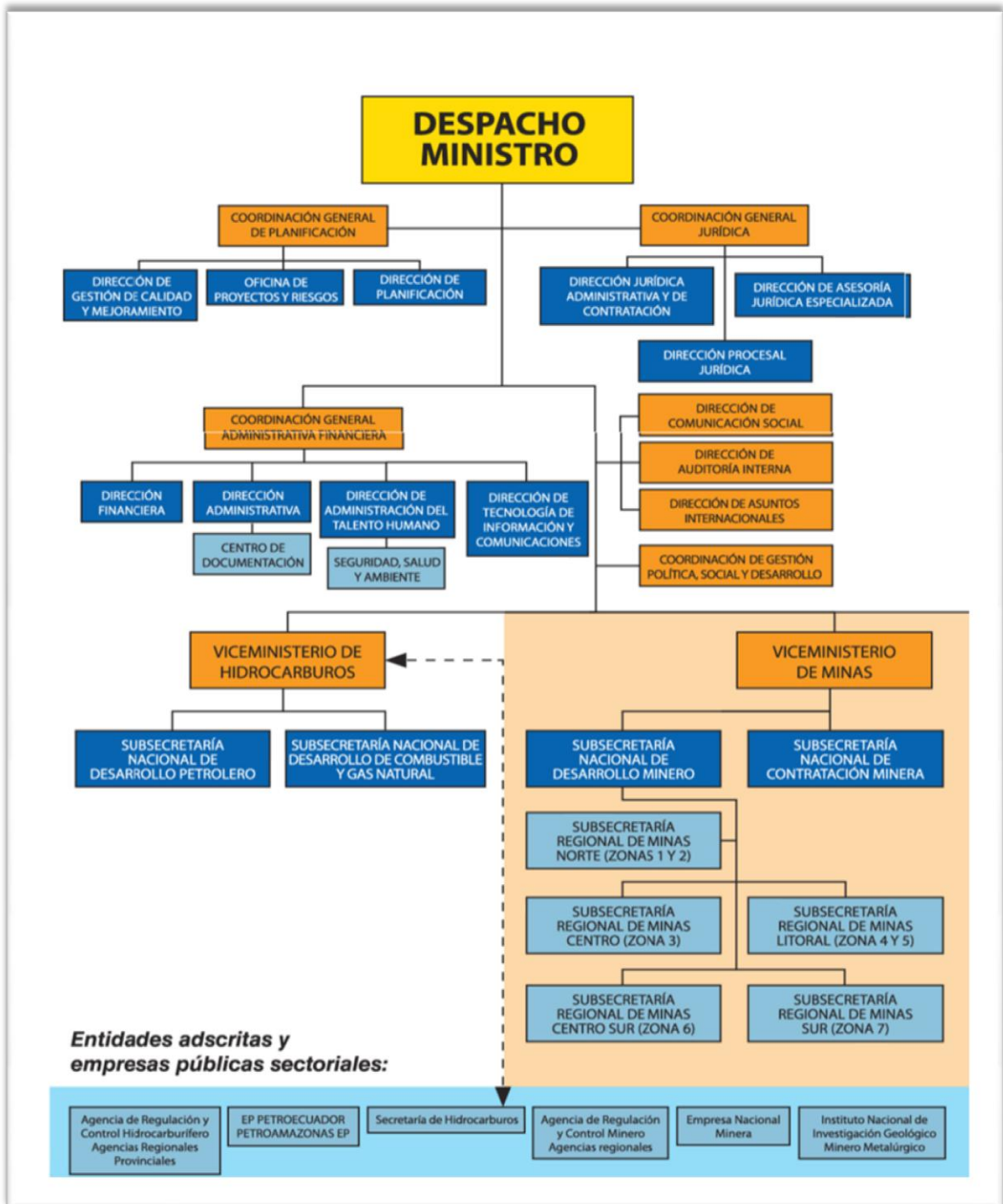
Para la realización de la auditoría una vez conformado el equipo de trabajo se dispondrán las siguientes responsabilidades:

- a. Se requerirá de la disponibilidad del personal, concordar la magnitud y el volumen de las actividades a ser examinadas
- b. Se designara un auditor con la experiencia y el conocimiento del área sujeta a auditar, al que se le designará como jefe de equipo.
- c. Conocer leyes, reglamentos, regulaciones y protocolos internos y Ley de Hidrocarburos, Régimen tributario, Ley de trabajo, Reglamentos de contabilidad, Acuerdos, Contratos petroleros.
- d. Conocer la misión, procesos, funciones, metodologías y enfoques de trabajo del área.
- e. Los jefes de equipo serán los encargados de integrar y organizar los equipos de trabajo, el jefe de equipo y el supervisor serán responsables del cumplimiento de los estándares establecidos para la auditoría específica por la Dirección.
- f. El cumplimiento de los objetivos con eficacia se determinaran mediante la elaboración de una planificación adecuada y organizada.
- g. Se establecerán los controles para asegurar que se cumplan los objetivos conforme a los tiempos estimados.
- h. En la planificación se efectuarán las estimaciones del tiempo, las cuales deben ser realistas y serán realizadas por el Jefe de equipo, y se determinará la fecha en que inicia y concluye el trabajo de auditoría
- i. Se indicarán los tiempos a emplearse para la auditoría, y se informará a cada uno de los integrantes del equipo de auditoría, así como también los tiempos empleados para realizar la supervisión del trabajo de auditoría.
- f. El examen requerirá de la supervisión de auditoría.
- j. El jefe de auditoría asignará responsabilidades e instrucciones, las mismas que se comunicarán a todo el equipo de auditoría para que el trabajo se concluya con éxito.⁵²

⁵² Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos, Departamento de auditoría

2.2.6.3 ORGANIGRAMA MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

FIGURA No 1

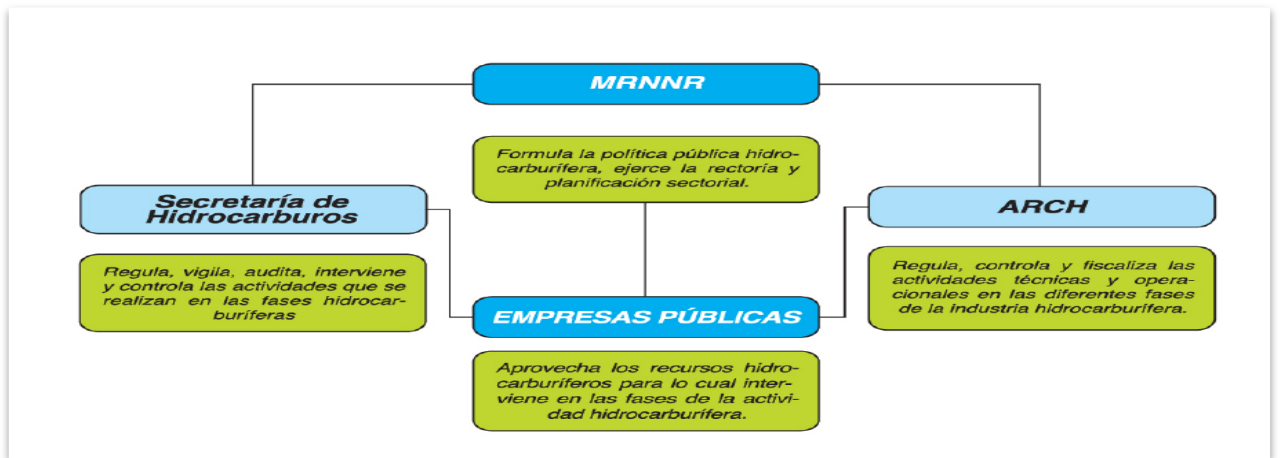


Fuente: INFORME DE GESTIÓN MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES ECON. WILSON PASTOR MORRIS, abril 2011, p.15

Elaborado por: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

2.2.6.3.1 MODELOS DE GESTIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

Figura No 2

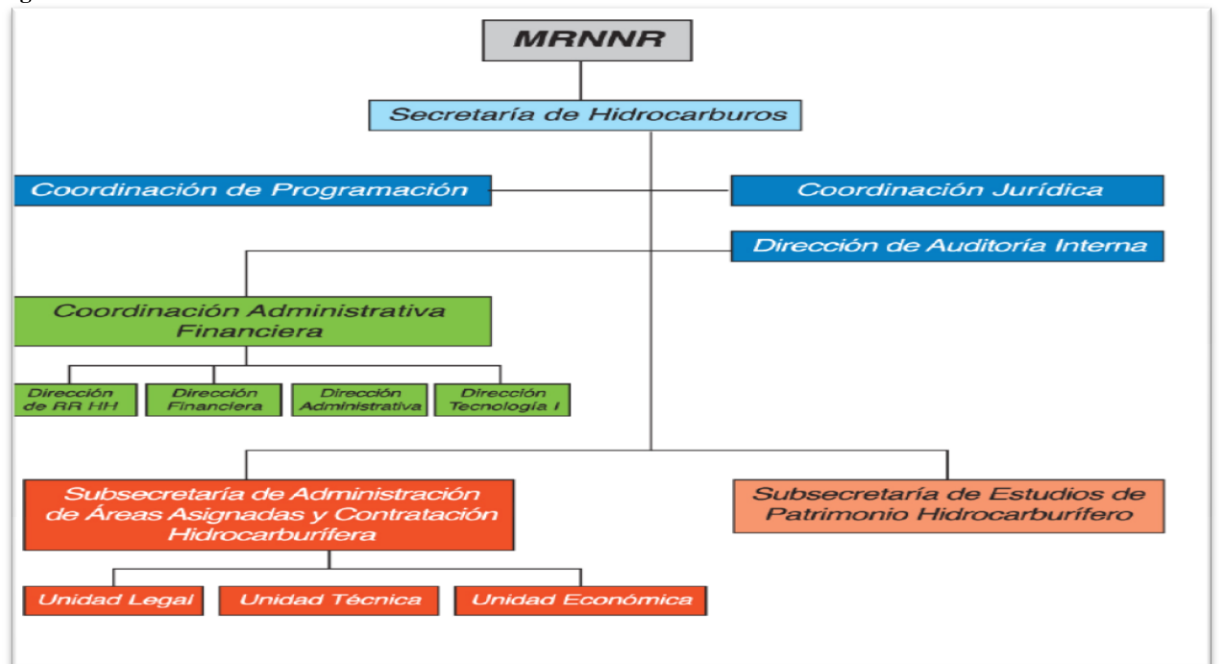


Fuente: INFORME DE GESTIÓN MINISTRO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES ECON. WILSON PASTOR MORRIS, abril 2011, p.11

Elaborado por: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

2.2.6.3.2 ESTATUTO ORGÁNICO DE GESTIÓN ORGANIZACIONAL POR PROCESOS DE LA SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

Figura No 3

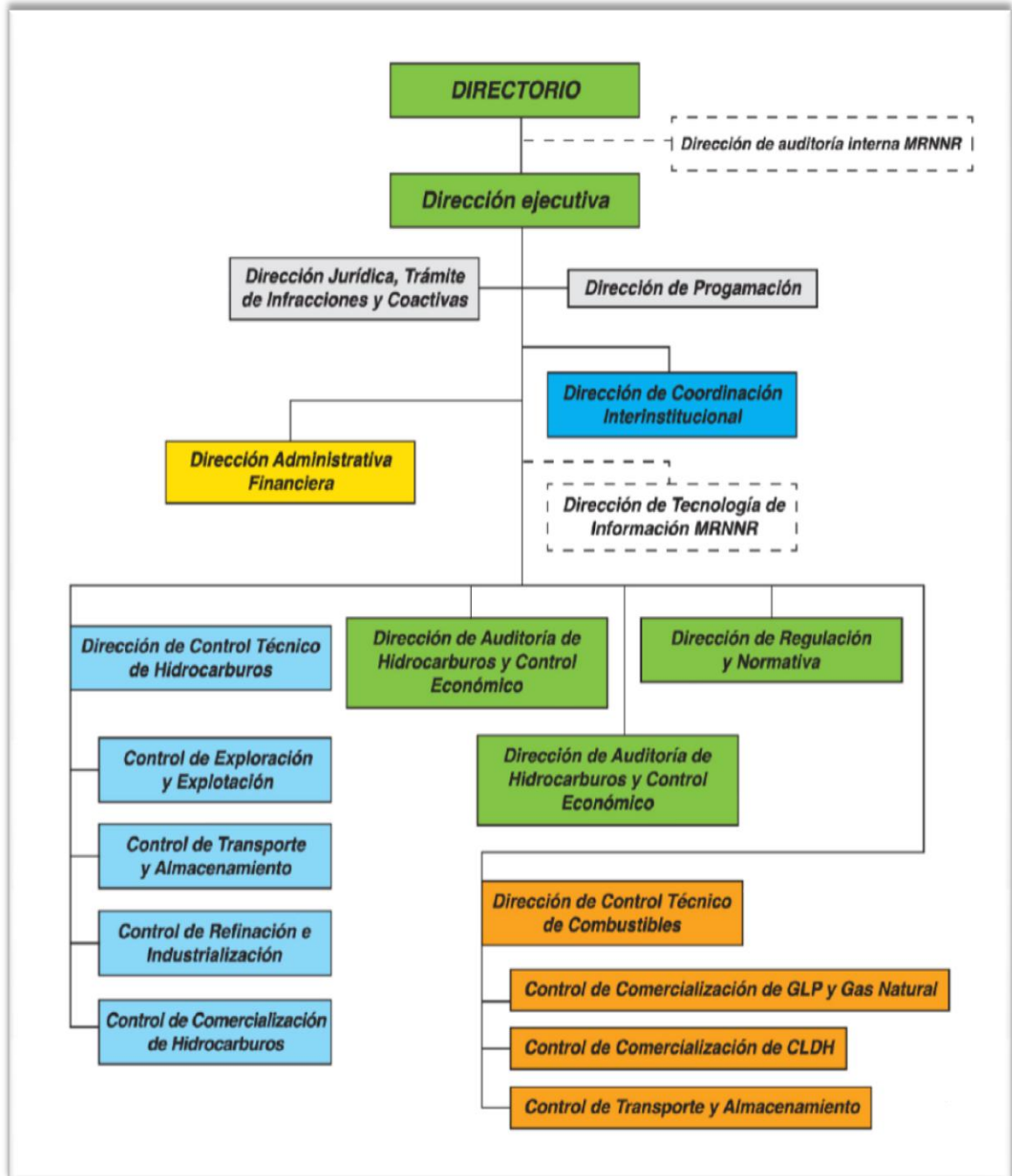


Fuente: INFORME DE GESTIÓN MINISTRO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES ECON. WILSON PASTOR MORRIS, abril 2011, p.16.

Elaborado por: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

2.2.6.3.3 ESTATUTO ORGÁNICO DE GESTIÓN ORGANIZACIONAL POR PROCESOS DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS

Figura No 4



Fuente: INFORME DE GESTIÓN MINISTRO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES ECON. WILSON PASTOR MORRIS, abril 2011, p.11-16

Elaborado por: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

2.2.6.4 CÓDIGO DE ÉTICA DEL AUDITOR

Las responsabilidades del auditor en el área de auditoría, siempre deben basarse en la ética profesional, prevaleciendo los valores y principios de manera independiente, emitiendo su criterio conforme a los hallazgos obtenidos y pruebas realizadas para la sustentación del informe a realizarse.

El Código de Ética constituye un compendio de los valores y principios que guían la labor cotidiana de los auditores. La independencia, las facultades y las responsabilidades del auditor en el sector público, plantean elevadas exigencias éticas. De ahí que, el auditor debe estar familiarizado con el Código de Ética de los servidores de la Contraloría y con el propio del auditor gubernamental. Para lo cual la Contraloría General de Estado expidió mediante Acuerdo N°034 de octubre 24 del 2002, el “Código de Ética de los Servidores de la Contraloría General y del Auditor Gubernamental; que en su capítulo II Código de Ética para los Auditores de la Contraloría General, de las Auditorías Internas Gubernamentales y de las Firmas Privadas de Auditoría Contratadas en sus artículos pertinentes establece lo siguiente:

CUMPLIMIENTO DEL CODIGO DE ÉTICA.- El Código de Ética deberá ser observado por el auditor; su quebrantamiento dará lugar a la determinación de responsabilidades administrativas, civiles e indicios de responsabilidad penal, a que hubiere lugar.

HONOR.- El Auditor, al que se le impute la comisión de un delito de acción pública, deberá facilitar la investigación para esclarecer su situación, a fin de dejar a salvo su honra y la dignidad de su cargo.

INDEPENDENCIA.- El auditor mantendrá total independencia respecto de las instituciones sujetas al control de la Contraloría, así como de las personas y actividades sometidas a su examen. No efectuará labores de auditoría en años. Él auditor debe esforzarse por guardar independencia de las entidades fiscalizadas y de los grupos interesados, y ser objetivo en el análisis de las cuestiones y los temas sometidos a su revisión.

RESERVA.- El auditor guardará reserva de los hechos que conociere en el cumplimiento de sus funciones y, cuando se trate de información sujeta a sigilo o reserva, la utilizará solo para efectos previstos en la ley.

CONDUCTA DEL AUDITOR.- La conducta del auditor deberá ser irreprochable en todo momento y circunstancia. Cualquier deficiencia en su conducta profesional, o conducta inadecuada en su vida personal, perjudicaría su imagen de integridad de auditor de la Contraloría a la que representa, y la calidad y validez de su labor y puede, entonces, plantear dudas acerca de la fiabilidad y la competencia profesional de la Institución. La adopción y la aplicación del Código de Ética para los auditores del sector público, promueve la confianza en el auditor.⁵³

⁵³Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, Código de ética de los servidores públicos de la contraloría Capítulo II

INTEGRIDAD.- El auditor, durante su trabajo y en las relaciones con el personal de las entidades intervenidas, está obligado a observar las normas de conducta, tales como honradez e imparcialidad.

CREDIBILIDAD Y CONFIANZA.- Es fundamental que la Contraloría General del Estado suscite credibilidad y confianza. Para lograr tales atributos, el auditor deberá cumplir con las exigencias éticas de los valores encarnados en los conceptos de integridad, independencia y objetividad, confidencialidad y competencia profesional.

CONFIDENCIALIDAD.- El auditor deberá ser prudente en el uso y protección de la información adquirida en el transcurso de su trabajo. No la utilizará para lucro personal, o de otra manera que fuere en detrimento de los legítimos objetivos de la Contraloría General.

CORDIALIDAD Y BUENA CONDUCTA.- Durante todo el proceso de auditoría, el auditor deberá desempeñar sus tareas teniendo en cuenta los derechos y la dignidad de los auditados; la necesaria eficiencia, eficacia y economía en la administración de los recursos, así como la continuidad del servicio de las áreas examinadas; En consecuencia, observará las reglas de la buena conducta con los servidores públicos y privados, sin poner en riesgo su independencia y probidad; evitará también cualquier exceso de atribuciones que genere un clima inadecuado para su labor.

EXPRESION ORAL.- El auditor, en los actos que demanden su intervención oral, mantendrá un ánimo sereno sin que sus gestos y actitudes den a conocer sentimientos de agresividad o de ligereza.

OBJETIVIDAD E IMPARCIALIDAD.- El auditor deberá ser objetivo e imparcial en toda labor que efectúe, particularmente en sus informes; por consiguiente, las conclusiones deberán basarse en las pruebas obtenidas, de acuerdo a las normas de auditoría de la Contraloría General del Estado y a las normas nacionales e internacionales sobre la materia. El auditor deberá utilizar la información aportada por la entidad fiscalizada y por terceros. También deberá recoger la información acerca de los intereses institucionales de la entidad fiscalizada y de los de terceros; sin embargo, tales intereses no deben conducir a conclusiones subjetivas del auditor.

NEUTRALIDAD POLÍTICA.- Es indispensable que el auditor conserve su independencia con respecto a las influencias políticas para realizar con imparcialidad su trabajo. Esto es relevante para el auditor, porque el resultado de la intervención de la Contraloría General lo utilizan otros órganos del Estado, facultados por la ley para tomar en consideración los informes del Organismo Técnico Superior de Control.

SECRETO PROFESIONAL.- La información obtenida por el auditor en el proceso de auditoría, no deberá revelarse a terceros, salvo para cumplir con los preceptos legales que correspondan a la Contraloría General y como parte de los procedimientos normales de la auditoría.

COMPETENCIA PROFESIONAL.- El auditor deberá conocer y observar las normas, las políticas, los procedimientos y las prácticas aplicables a la naturaleza de la auditoría, contabilidad y gestión financiera. De igual manera, deberá conocer los principios y normas que rijan a la entidad fiscalizada.⁵⁴

⁵⁴ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, **Op. Cit.** Código de ética de los servidores públicos.

COMPROMISO CON LA INSTITUCIÓN Y LA PATRIA.- Las acciones del auditor serán orientadas hacia el desarrollo de una eficaz Administración Pública y al servicio de la comunidad. Para conseguir este objetivo, deberá comprometerse con los intereses de la Contraloría General, en salvaguarda del patrimonio público.

CONFLICTO DE INTERESES.- Cuando un auditor realice el examen en una entidad cuidará que su actuación no origine conflicto de intereses. En particular, el auditor deberá garantizar que dicho examen no incluya responsabilidades o facultades de gestión que correspondan a los directivos de la entidad fiscalizada.

RENDICIÓN DE CUENTAS.- El auditor deberá rendir cuentas ante la autoridad respectiva por sus acciones, decisiones u omisiones que afecten a la colectividad, y deberá someterse a la revisión y análisis de aquellas

DECLARACIÓN PATRIMONIAL JURAMENTADA.- El auditor deberá presentar, al inicio, cuando haya variación de su patrimonio, y al término de su gestión, la declaración patrimonial juramentada, de conformidad con las preceptos constitucionales y legales vigentes.

IMPEDIMENTO PARA SER AUDITOR.- No podrá ser designado ni contratado como auditor quién, por su conducta irregular conocida de forma pública y notoria, o evidenciada por la presentación de pruebas, demuestre que su incorporación a la Contraloría General o su permanencia en ella, originaría presunciones de que su actividad sea incompatible con lo establecido en este Código. La exigencia de calidad profesional y personal para los auditores, y, en general, para los servidores de la Contraloría, deberán ser rigurosamente cumplidas.

BENEFICIOS NO PERMITIDOS.-El auditor no deberá, en ningún caso, de modo directo ni indirecto, para sí ni para terceros, solicitar, aceptar o admitir dinero, obsequios, promesas u otras ventajas, y particularmente en las siguientes situaciones:

- Por retardar o dejar de hacer ciertas tareas relativas a sus funciones.
- Por hacer valer su influencia ante otro auditor, a fin de que éste retarde o deje de hacer tareas relativas a sus funciones.

SANCIONES.- La violación, debidamente comprobada, de lo establecido en el presente Código de Ética da lugar a la aplicación de las sanciones previstas en la ley y en los reglamentos respectivos, y a la instauración de sumario administrativo.

DE LAS COMPAÑÍAS PRIVADAS DE AUDITORÍA.- La firma privada de auditoría y su personal, que fuere contratado por la Contraloría General, deberán reunir los requisitos de capacidad, idoneidad, experiencia, solvencia moral, y cumplir con las normas de auditoría gubernamental, y con la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado en lo que fuere aplicable.

INDEPENDENCIA DE LAS COMPAÑÍAS PRIVADAS DE AUDITORÍA.-Las compañías privadas de auditoría, y su personal, deberán guardar independencia respecto a las funciones, actividades e intereses de la institución sujeta a examen y a sus servidores, y al ser registradas y calificadas se tendrá en cuenta su integridad, profesionalidad y ética.⁵⁵

⁵⁵ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO, **Op. Cit.** Código de ética de los servidores públicos.

CAPÍTULO III

3. PLANIFICACIÓN

3.1. GENERALIDADES

La planificación de la auditoría permite al auditor tener una comprensión del negocio o sector en el que se va a desempeñar, los objetivos que se pretende alcanzar con la auditoría y los plazos determinados para terminar la auditoría y como resultado la elaboración del informe final.

La planificación de la auditoría indicará el alcance y objetivos a aplicarse; el plazo de duración, los tiempos estimados y reales para la elaboración del examen especial. La planificación al determinar los tiempos estimados no excederá un plazo de 90 días a partir de que la agencia de regulación y control notifique por escrito la fiscalización a realizarse.

La planificación permitirá establecer las técnicas y métodos a emplearse para la realización de la auditoría, permitiendo al área de auditoría conocer el entorno de la empresa petrolera a auditarse, mediante investigaciones de campo en los yacimientos petroleros en su inicio y posteriormente la elaboración de la auditoría en las instalaciones de la compañía petrolera. La utilización adecuada de los recursos humanos, evitará la duplicación de funciones y esfuerzos, delimitará los ámbitos de auditoría.

La selección de los auditores será determinada por el Director de Hidrocarburos, y la planificación será realizada por la Coordinadora de auditoría de hidrocarburos, quien designará al equipo de trabajo que realizará el examen especial.⁵⁶

“La planificación de la auditoría comprende el desarrollo de una estrategia global para su administración, al igual que el establecimiento de un enfoque apropiado sobre la naturaleza, oportunidad y alcance de los procedimientos de auditoría que deben aplicarse. El planeamiento también permitirá que el equipo de auditoría pueda hacer uso apropiado del potencial humano disponible.

El proceso de la planificación permite al auditor identificar las áreas más importantes y los problemas potenciales del examen, evaluar el nivel de riesgo y programar la obtención de la evidencia necesaria para examinar los distintos componentes de la entidad auditada. El auditor planifica para determinar de manera efectiva y eficiente la forma de obtener los datos necesarios e informar acerca de la gestión de la entidad, la naturaleza y alcance de la planificación puede variar según el tamaño de la entidad, el volumen de sus operaciones, la experiencia del auditor y el nivel organizacional, planificación de 3 meses reglamento informe definitivo.⁵⁷

⁵⁶ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

⁵⁷ Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental Edición 2003,p.82

La planificación es la primera fase del proceso de la auditoría y de su concepción dependerá la eficiencia y efectividad en el logro de los objetivos propuestos, utilizando los recursos estrictamente necesarios.

La planificación será cuidadosa y creativa, positiva e imaginativa, considerará alternativas y seleccionará los métodos más apropiados para realizar las tareas, por tanto esta actividad recaerá en los miembros más experimentados del grupo.⁵⁸

3.2. BASE LEGAL Y NORMATIVA

Para la realización del examen especial la ley reformativa a la ley de hidrocarburos conforme al artículo 11, le faculta a la agencia y control indicando lo siguiente:

La Agencia de regulación y control Hidrocarburífero como organismo técnico – administrativo, encargado de regular controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industrias hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones , u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras que ejecuten actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control será una institución de derecho público, adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa técnica, económica, financiera y patrimonio propio.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero tendrá un Directorio que se conformará y funcionará según lo dispuesto en el reglamento.

Atribuciones.- Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;
- b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia Hidrocarburífera;
- c. Ejercer el control técnico de las actividades Hidrocarburífero;
- d. Auditar las actividades Hidrocarburífero, por si misma o a través de empresas especializadas;
- e. Aplicar multas y sanciones por la infracciones en cualquier fases de la industria Hidrocarburífero, por los incumplimientos a los contratos y las infracciones a la presente Ley y a sus reglamentos;
- f. Conocer y resolver sobre las apelaciones y otros recursos que se interpongan respecto de las resoluciones de sus unidades desconcentradas;

⁵⁸Fuente: CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental, Op. Cit. p.82

- g. Intervenir, directamente o designando interventores, en las operaciones Hidrocarburíferas de las empresas públicas, mixtas y privadas para preservar los intereses del Estado;
- h. Fijar y recaudar los valores correspondientes a las tasas por los servicios de administración y control; Ejercer la jurisdicción coactiva en todos los casos de su competencia;
- i. Solicitar al Ministerio Sectorial, mediante informe motivado, la caducidad de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o la revocatoria de autorizaciones o licencias emitidas por el Sectorial en las demás actividades Hidrocarburífero; y
- j. Las demás que le correspondan conforme a esta Ley y los reglamentos que se expidan para el efecto.⁵⁹

El artículo 56 de la ley de hidrocarburos y reformas a la ley señala lo siguiente:

Las contratistas o asociados deberán dar las facilidades necesarias para los controles y fiscalizaciones por parte del Ministerio del Ramo, el que podrá proceder a la revisión retroactiva de los datos y registros según los requerimientos del caso.

Las auditorías realizadas por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, ya sea directamente o mediante la contratación de auditores independiente de probada competencia, previamente calificados por la agencia de Regulación y Control de hidrocarburos, serán actos administrativos vinculantes y se considerarán firmes, a menos que se ejerza el derecho de impugnación de conformidad con la ley.⁶⁰

3.2.1 NORMATIVA ECUATORIANA

La normativa y base legal a cumplirse deberá contemplar las normas generales que se mencionan a continuación:

- Ley de régimen tributario interno y su Reglamento de Aplicación
- Cumplimiento de cláusulas contractuales establecidas en el Contrato de Prestación de Servicios
- Ley de Hidrocarburos, publicada en el Registro Oficial No. 711 del 15 de noviembre de 1978, y posteriores reformas.
- Decreto Ejecutivo No. 1491, mediante el cual se expide el Reglamento para la Aplicación de la Ley 101, promulgado en el Registro Oficial No. 427 del 7 de febrero de 1983.

⁵⁹ LEY DE HIDROCARBUROS Y REFORMA A LA LEY DE HIDROCARBUROS ARTÍCULO 11

⁶⁰ LEY DE HIDROCARBUROS Y REFORMA A LA LEY DE HIDROCARBUROS ARTÍCULO 56

- Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, Acuerdo Ministerial 389, publicado en el Registro Oficial No 671 de 26 de septiembre del 2002.
- Reglamento de Contabilidad Aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios, para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, expedido mediante Decreto Ejecutivo No. 1772 y publicado en el Registro Oficial No. 512 del 13 de junio de 1983, y las Normas de Aplicación del mismo expedidas en el Acuerdo Ministerial No. 647 publicadas en el Registro Oficial No. 933 del 12 de mayo de 1992
- Normas Internacionales de contabilidad expedidas por la Federación Nacional de Contadores que se encuentran en vigencia y que sean aplicables al objeto del contrato
- Normas Internacionales de auditoría y,
- Otras disposiciones legales aplicables a este tipo de contratos.⁶¹

3.2.1.1 NORMAS INTERNACIONALES DE AUDITORÍA **300 PLANEACIÓN**

- **PLANEACIÓN DEL TRABAJO.-** La planeación adecuada del trabajo de auditoría ayuda a asegurar que se presta atención adecuada a áreas importantes de la auditoría, que los problemas potenciales son identificados y que el trabajo es llevado a cabo en forma expedita. La planeación también ayuda para la apropiada asignación de trabajo a los auxiliares y para la coordinación del trabajo hecho por otros auditores y expertos.

El grado de planeación variará de acuerdo con el tamaño de la entidad, la complejidad de la auditoría, la experiencia del auditor con la entidad y su conocimiento del negocio. Adquirir conocimiento del negocio es una parte importante de la planeación del trabajo. El conocimiento del negocio por el auditor ayuda en la identificación de eventos, transacciones y prácticas que puedan tener un efecto importante sobre los estados financieros. El auditor puede desear discutir elementos del plan global de auditoría y ciertos procedimientos de auditoría con el comité de auditoría, la administración y personal de la entidad, para mejorar la efectividad y eficiencia de la auditoría y para coordinar los procedimientos de auditoría con el trabajo de los empleados de la entidad. El plan global de auditoría y el programa de auditoría, sin embargo, permanecen como responsabilidad del auditor.

- **EL PLAN GLOBAL DE AUDITORÍA.-** El auditor deberá desarrollar y documentar un plan global de auditoría describiendo el alcance y conducción esperados de la auditoría. Mientras que el registro del plan global de auditoría necesitará estar suficientemente detallado para guiar el desarrollo del programa de auditoría, su forma y contenido variarán de acuerdo al tamaño de la entidad, a la complejidad de la auditoría y a la metodología y tecnologías específicas usadas por el auditor.⁶²

⁶¹ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

⁶² www.fccea.unicauca.edu.com

3.2.1.1 NORMA INTERNACIONAL DE AUDITORÍA 920 TRABAJOS PARA REALIZAR PROCEDIMIENTOS CONVENIDOS RESPECTO DE INFORMACIÓN FINANCIERA

OBJETIVO DE UN TRABAJO CON PROCEDIMIENTOS CONVENIDOS.-El objetivo de un trabajo con procedimientos convenidos es que el auditor lleve a cabo procedimientos de una naturaleza de auditoría en lo cual han convenido el auditor y la entidad cualesquiera terceras partes apropiadas, y que informe sobre los resultados.

PRINCIPIOS GENERALES DE UN TRABAJO CON PROCEDIMIENTOS CONVENIDOS.-El auditor deberá cumplir con el "Código de Ética para Contadores Profesionales" emitido por la Federación Internacional de Contadores. El auditor deberá conducir un trabajo con procedimientos convenidos, de acuerdo con esta Norma Internacional de Auditoría y con los términos del trabajo.

DEFINICIÓN DE LOS TÉRMINOS DEL TRABAJO.-El auditor debería asegurarse con representantes de la entidad y ordinariamente, con otras partes especificadas quienes recibirán copias del informe de resultados de hechos, que hay una clara comprensión respecto de los procedimientos convenidos y de las condiciones del trabajo.

- ▣ **Planeación:** El auditor deberá planear el trabajo de modo que se desarrolle un trabajo efectivo.
- ▣ **Documentación:** Él auditor deberá documentar los asuntos que son importantes para proporcionar evidencia para sustentar el informe de resultados de hechos y la evidencia de que el trabajo fue llevado a cabo de acuerdo con esta Norma Internacional de Auditoría y los términos del trabajo.
- ▣ **Procedimientos y evidencia:** Él auditor deberá llevar a cabo los procedimientos convenidos y usar la evidencia obtenida como la base para el informe de resultados de hechos.
- ▣ **Informes:** El informe de resultados de hechos debería contener:
 - Título;
 - Destinatario (ordinariamente el cliente que contrató al auditor para realizar los procedimientos convenidos);
 - Identificación de información específica financiera o no financiera a la que se han aplicado los procedimientos convenidos;
 - Declaración de que los procedimientos aplicados fueron los convenidos con el beneficiario;
 - Declaración de que el trabajo fue desarrollado de acuerdo con la Norma Internacional de Auditoría aplicable a trabajos con procedimientos convenidos, o con normas o prácticas nacionales relevantes;
 - Cuando sea relevante, una declaración de que el auditor no es independiente de la entidad;⁶³

⁶³ www.fccea.unicauca.edu.com

- Identificación del propósito para el que fueron desarrollados los procedimientos convenidos;
- Una lista de los procedimientos específicos desarrollados;
- Una descripción de los resultados de hechos del auditor incluyendo suficientes detalles de errores y excepciones encontrados;
- Una declaración de que los procedimientos desarrollados no constituyen ni una auditoría ni una revisión y como tal, no se expresa ninguna certeza;
- Una declaración de que si el auditor hubiera desarrollado procedimientos adicionales, una auditoría o una revisión, otros asuntos podrían haber salido a la luz que hubieran sido informados;
- Una declaración de que el informe está restringido a aquellas partes que han convenido en que los procedimientos se desarrollen;
- Declaración (cuando sea aplicable) de que el informe se refiere sólo a los elementos, cuentas, partidas o información financiera y no financiera especificados y que no se extiende hasta los estados financieros de la entidad tomados como un todo;
- Fecha del informe;
- dirección del auditor; y
- la firma del auditor.⁶⁴

3.3. ÁMBITO DE APLICACIÓN

El Área de Auditoría será responsable de la planificación anual de las auditorías y exámenes especiales en sus respectivos ámbitos, de acuerdo con las políticas y lineamientos generales que dicte el Ministro de recursos no renovables.

En su Artículo No 19 del Capítulo I del Reglamento de Contabilidad de Costos para la Explotación de Crudo manifiesta:

No se reconocerán costos o cualquier egreso realizado por la Contratista, antes de la fecha del registro de contrato en la Agencia de regulación y control cualquier momento y sin restricción alguna, cuando la Agencia de regulación y control así lo juzgue necesario, mediante el análisis y evaluación de la información que deben proporcionar PETROECUADOR o las empresas contratistas, según el caso, e inspecciones o auditoría técnicas y financieras en el campo o mediante la utilización de cualquier otro método que determine el Ministro de Recursos no renovables.

⁶⁴ www.fccea.unicauca.edu.com

Capítulo II Procedimientos de auditoría del Reglamento de contabilidad de costos para la explotación de crudo señala:

En su Artículo No 24 .- La agencia de regulación y control notificará por escrito a la contratista sobre la fiscalización a realizarse, con un plazo de treinta días de anticipación a la fecha en que se iniciará la auditoría, de tal manera que la contratista prepare los documentos a ser analizados por parte de los auditores expresamente designados, para este efecto, por el Director de Hidrocarburos.

En su Artículo No 25.- Dentro de los noventa días contados a partir de la iniciación de la fiscalización, los auditores deberán someter a consideración de la contratista un informe provisional de auditoría que contenga todos los ajustes y clasificaciones que han sido establecidos para el respectivo año fiscal auditado.

En su Artículo No 26.- Dentro de los treinta días contados a partir de la fecha de notificación a la Contratista sobre el mencionado informe provisional, los auditores y la Contratista discutirán el mismo, y la Contratista, dentro de este mismo plazo, deberá someter a los auditores actuantes las clarificaciones correspondientes que crea del caso sobre el informe provisional.

En su Artículo No 28.- Señala una vez que las discusiones mencionadas en el artículo anterior hayan concluido, los auditores actuantes emitirán un proyecto de acta que será presentado a la respectiva contratista dentro de los quince días a partir de la fecha en que haya concluido el plazo mencionado en el párrafo anterior.

La contratista tendrá quince días para presentar a los auditores, sus comentarios respecto del proyecto de acta preparada por ellos, con el objeto de llegar a un acuerdo final sobre la misma.

Los auditores y la contratista discutirán los comentarios de la contratista y firmarán un acta de la auditoría realizada dentro de los quince días siguientes contados a partir de la fecha de recepción de los comentarios de la contratista.

El Director Nacional de Hidrocarburos emitirá un informe final de auditoría luego de quince días posteriores a la firma del acta antes mencionada y notificará a la contratista con dicho informe dentro del mismo plazo

En su Artículo No 29.- La contratista tendrá un plazo de treinta días para presentar al Director Nacional de Hidrocarburos sus comentarios, si los hubiere, respecto del informe final de auditoría.

En su Artículo No 30.- El Director Nacional de Hidrocarburos tendrá treinta días contados a partir de la recepción de los comentarios de la contratista, para responder a esta, sobre los mismos.

En su Artículo No 31.- La contratista tendrá el plazo de treinta días para presentar sus objeciones a la respuesta del Director Nacional de Hidrocarburos ante el Ministerio de Energía y Minas, el que deberá pronunciarse sobre el pedido de la contratista dentro del plazo de sesenta días contados desde la fecha de su recepción.

En su Artículo No 32.- La falta de cumplimiento de los plazos establecidos en los artículos anteriores, será considerada como aceptación de las objeciones y aclaraciones presentadas por la otra parte.⁶⁵

3.4 OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN

3.4.1 GENERAL

Establecer los procedimientos adecuados y objetivos para una mayor eficiencia en la planificación y ejecución del examen especial. La elaboración de la planificación preliminar nos ayudará a verificar los procedimientos a efectuarse para la realización de la auditoría.

La Coordinación de Auditoría, en cumplimiento de los Artículos No. 11 y 56 de la Ley de Hidrocarburos dentro del plan de actividades anuales, la realización de la Auditoría con un Propósito Especial a los Ingresos, Costos, Gastos e Inversiones. La agencia de regulación y control deberá establecer los controles oportunos y veraces para que de manera eficiente y efectiva se realicen los respectivos análisis de la cuentas y se obtenga mayor veracidad de los objetivos que se pretende alcanzar al realizar el examen especial.

3.4.2 ESPECÍFICOS

- a. Emitir una opinión de auditoría que exprese la conclusión profesional acerca de si las Inversiones (Activos Fijos), Ingresos, Costos y Gastos, por el año terminado al 31 de diciembre, se presentan razonablemente para cumplir con los propósitos estatutarios y de carácter legal. Debido a la naturaleza del examen, este no comprende la auditoría de los Estados Financieros en su conjunto, por lo que los Informes no expresarán una opinión respecto a la Situación Financiera de la Compañía.

⁶⁵ **REGLAMENTO DE CONTABILIDAD DE COSTOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE CRUDO CAPÍTULO II PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA**

La opinión que se emitirá enunciará la presentación de las Inversiones (Activos Fijos), Costos y Gastos e Ingresos de Petróleo, y deberá estar de conformidad con Normas Ecuatorianas de Contabilidad y con Principios Reglamentarios vigentes.

- b. La opinión debe reflejar asuntos de importancia material y basarse en evidencia suficiente y apropiada cubriendo los siguientes objetivos contables:
 - Se registran todas las transacciones efectuadas (integridad)
 - Se registran en la misma fecha en que se efectuaron (Integridad y existencia)
 - Las transacciones registradas se efectúan y autorizan (existencia y propiedad)
 - Contienen operaciones aritméticas correctas (exactitud)
 - Se registran por los importes por los que se efectúan (existencia y exactitud)
 - Las transacciones se registran en las cuentas y subcuentas que corresponden (valuación y presentación)
- c. Los auditores verificarán el cumplimiento de los planes mínimos de inversiones de exploración y explotación.
- d. Determinar si las Inversiones (Activos Fijos), Ingresos, Costos y Gastos contabilizados por la Compañía han sido efectivamente realizados y corresponden a la actividad petrolera.
- e. Si para incurrir en las Inversiones (Activos Fijos), Ingresos, Costos y Gastos, se han observado los procedimientos previstos en las Leyes, reglamentos y demás disposiciones aplicables al sector.
- f. Si los Ingresos, Inversiones Costos y Gastos han sido contabilizados de acuerdo a los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados.
- g. Si la Compañía ha cumplido con el pago de todas las contribuciones, derechos e impuestos derivados de la Actividad
- h. Establecer un sistema integrado de planificación, seguimiento y evaluación de las acciones de control, con enfoque participativo de los sectores involucrados, que permita una gestión diaria y permanente acorde a la misión y visión institucional.
- i. Estructurar planes anuales operativos relacionados a la planificación estratégica institucional, que facilite la ejecución de la auditoría gubernamental con amplia cobertura y en el menor tiempo.
- j. Los objetivos que se pretende con la planificación es mejorar el nivel de eficiencia, mejorando los tiempos estimados en la ejecución de la auditoría.⁶⁶

⁶⁶ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

3.5 EJECUCIÓN Y CONTROL

La coordinadora del departamento de auditoría mediante memorándum notificará a la empresa petrolera e indicará que la auditoría se ejecutará dentro de los plazos establecidos en reglamento de hidrocarburos y que el personal calificado realizará su trabajo en las instalaciones de su compañía por lo que se requiere la documentación pertinente para la realización del examen especial.

La ejecución y control es realizada por el departamento de auditoría de la agencia de regulación y control, el mismo que analizará la información y detectará las evidencias y hallazgos encontrados en la elaboración del examen especial.

Para que los controles sean eficientes la agencia de regulación y control, realizará la fiscalización de las empresas petroleras en forma aleatoria y mediante la aplicación de leyes y reglamentos de forma eficiente y efectiva. La auditoría se realizará en un período máximo de noventa días a partir de la confirmación a la agencia de regulación y control, una vez ejecutada la auditoría se entregará: Carta dictamen, estados financieros auditados, notas explicativas a los estados, Información introductoria, anexos, conclusiones y recomendaciones.

3.5.1 ORDEN DE TRABAJO Y CARTA DE PRESENTACIÓN.

El coordinador de hidrocarburos emitirá un memorando indicando que la carta de presentación fue enviada a la compañía a auditarse e indicando los procedimientos y la orden de trabajo para la elaboración del examen especial:

- Antecedentes
- La documentación de respaldo de las muestras seleccionadas
- La carta de representación de Gerencia
- Objetivos de la auditoría
- Entendimientos del negocio
- Determinación equipo de auditoría
- Tiempo estimado
- Recursos económicos y materiales.⁶⁷

⁶⁷ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

El Manual de Auditoría de la contraloría general del estado señala los procedimientos para la planificación de una auditoría y consta de lo siguiente:

Para iniciar una auditoría o examen especial que conste en la planificación general o definida a base de una solicitud calificada como imprevista, el jefe de la unidad operativa emitirá la "orden de trabajo" autorizando su ejecución, la cual contendrá:

- a. Objetivo general de la auditoría.
- b. Alcance de la auditoría.
- c. Nómina del personal que inicialmente integra el equipo.
- d. Tiempo estimado para la ejecución.
- e. Instrucciones específicas para la ejecución (Determinará sí se elaboran la planificación preliminar y específica o una sola que incluya las dos fases).

La instalación del equipo en la entidad, determina de manera oficial el inicio de la auditoría o examen especial, la cual comenzará con la planificación preliminar. Para la planificación preliminar, es preferible que el equipo esté integrado por el supervisor y el jefe de equipo. Posteriormente, dependiendo de la complejidad de las operaciones y del objetivo de la auditoría, se designarán los profesionales requeridos para la planificación específica y la ejecución del trabajo

El Coordinador o coordinadora de la unidad de auditoría proporcionará al equipo de auditores, la carta de presentación, mediante la cual se iniciará el proceso de comunicación con la administración de la entidad, la que contendrá la nómina de los miembros que inicialmente integren el equipo, los objetivos del examen, el alcance y algún dato adicional que considere pertinente. El auditor planeará sus tareas de manera tal que asegure la realización de una auditoría de alta calidad y que ésta sea obtenida con, eficiencia, eficacia oportunidad

La realización de un trabajo de auditoría requiere un amplio conocimiento de las operaciones del ente a auditar como resultado de trabajos anteriores, por consiguiente, el análisis debe recaer en los cambios que hayan ocurrido desde el último examen. En un trabajo que se realiza por primera vez, no existe ese conocimiento acumulado y por lo tanto, la etapa de planificación demandará un esfuerzo de auditoría adicional.⁶⁸

3.5.2 PLANIFICACIÓN PRELIMINAR.

“En esta etapa se realice el estudio o examen previo al inicio de la auditoría con el propósito de conocer en detalle las características de la entidad a auditar para tener los elementos necesarios que permitan un adecuado planeamiento del trabajo a realizar y dirigirlo hacia las cuestiones que resulten de mayor interés de acuerdo con los objetivos previstos.”⁶⁹

⁶⁸ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

⁶⁹ A. GOMEZ, Definición genérica de auditoría, edición 2006

La planificación preliminar tiene el propósito de obtener o actualizar la información general sobre la entidad y las principales actividades sustantivas y adjetivas, a fin de identificar globalmente las condiciones existentes para ejecutar la auditoría, cumpliendo los estándares definidos para el efecto.

La planificación preliminar es un proceso que se inicia con la emisión de la orden de trabajo, se elabora una guía para la visita previa para obtener información sobre la entidad a ser examinada, continúa con la aplicación de un programa general de auditoría y culmina con la emisión de un reporte para conocimiento de la Dirección o Jefatura de la unidad de auditoría, en el que se validan los estándares definidos en la orden de trabajo y se determinan los componentes a ser evaluados en la siguiente fase de la auditoría.⁷⁰

La agencia de Regulación y control de Hidrocarburos en su planificación preliminar determinará:

- Los objetivos de la auditoría
- Información del negocio y sector.
- Elaborará un programa de trabajo, solicitando la documentación necesaria para la realización del examen y posteriormente emitirá informes para remitir la finalización de la auditoría

3.5.3. PLANIFICACIÓN ESPECÍFICA.

La planificación específica son las actividades del auditor y sus ayudantes, implica el desarrollo de una estrategia global en base al objetivo y alcance de la auditoría a ejecutarse.

La naturaleza profundidad y desarrollo del trabajo de planificación depende del tamaño y complejidad de la entidad, de la experiencia del auditor.

Tiene incidencia en la eficiente utilización de los recursos y en el logro de las metas y objetivos definidos para la auditoría. Se fundamenta en la información obtenida inicialmente durante la planificación preliminar.

⁷⁰ CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO Manual de Auditoría Gubernamental Capítulo II, Edición 2003, p.83-84

La planificación específica en la agencia de regulación y control tiene los siguientes procedimientos:

- 1. ENTENDIMIENTO DEL NEGOCIO.-** Se darán las especificaciones del contrato conforme a la ley de hidrocarburos y la constitución de la compañía:

1.1 POLÍTICAS CONTABLES

- **Base de presentación.-** Los estados financieros son preparados de acuerdo con las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) emitidas por la Federación Nacional de Contadores Públicos del Ecuador, las cuales son similares a las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) de las cuales se derivan.

Para aquellas situaciones específicas que no están consideradas en las Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) son aplicadas las políticas o prácticas de contabilidad establecidas o permitidas por la Superintendencia de Compañías de la República del Ecuador.

- **Inventarios.-** Corresponde a las existencias de cilindros, válvulas y accesorios, gas licuado de petróleo y materiales de repuestos. Los cilindros, válvulas y accesorios, y materiales de repuestos están valuados al costo promedio ponderado de adquisición.
- **Propiedades.-** Están registrados al costo de adquisición, su depreciación se efectúa aplicando el método de línea recta en función de los años de vida útil estimada, 10 años para muebles y enseres, 5 años para vehículos y 3 años para equipos de computación.
- **Impuesto a la renta.-** La provisión para impuesto a la renta se calcula mediante la aplicación de la tasa impositiva del 25%.
- **Uso de estimaciones.-** La preparación de los estados financieros de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, requieren que la gerencia efectúe ciertas estimaciones y utilice ciertos supuestos, para determinar la valuación de algunas de las partidas incluidas en los estados financieros, y para efectuar las revelaciones que se requiere presentar en los mismos ⁷¹

2.- LEYES Y REGULACIONES

Las actividades de la Compañía están reguladas y controladas por la agencia de regulación y control de Hidrocarburos, conforme a la Ley de Hidrocarburos y sus reformas y disposiciones que norman su actividad. Las leyes y regulaciones son las siguientes:

⁷¹ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

- Ley de Hidrocarburos y sus Reformas.
- Ley de régimen tributario interno
- Cumplimiento de cláusulas contractuales establecidas en el Contrato de Prestación de Servicios
- Acuerdo Ministerial No. 127.- Expide el Reglamento para la calificación de las Compañías inspectoras independientes que actúan en el Área Hidrocarburífera.

3.-PUNTOS DE INTERÉS Y PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA

Debido a los montos incurridos en las Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos, se procederá a realizar la selección considerando la materialidad en base a la importancia y naturaleza de las cuentas tomando como fundamento auditorías de años anteriores, la experiencia y juicio profesional del auditor, y se tomará especial atención a los siguientes puntos:

- Aplicación adecuada de la Ley de Hidrocarburos, Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de Aplicación y demás legislación relativa al área.
- Cumplimiento de cláusulas contractuales establecidas en el Contrato de Prestación de Servicios
- Retención y pago de impuestos y contribuciones.

De acuerdo a la información de auditorías de años anteriores, se han identificado los saldos significativos de las cuentas y clases de transacciones de las Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos, sujetos a revisión de auditoría, lo cual permite determinar dónde concentrar la mayoría de procedimientos de auditoría.⁷²

4.- DETERMINACIÓN DE LOS COMPONENTES

Se ha definido los siguientes componentes de los Estados Financieros correspondientes al período para la realización de la auditoría:

- Inversiones (Activos Fijos)
- Ingresos
- Costos y Gastos

⁷² MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

Los papeles de trabajo preparados inicialmente corresponden a las siguientes cédulas:

ESTADOS Y CÉDULAS SUBSUMARIAS :

- Estado y cédulas subsumarias de Inversiones (Activos Fijos)
- Estado y cédulas subsumarias de Ingresos
- Estado y cédulas subsumarias de Costos y Gastos

Los Estados y las cédulas subsumarias, servirán de base para la elaboración del proyecto de la Auditoría en el programa Team Mate.

CÉDULAS ANALÍTICAS:

Se procederá a realizar la selección de muestras correspondientes a:

- Inversiones (Activos Fijos)
- Ingresos
- Costos y Gastos

Para la revisión analítica y pruebas globales aplicaremos los procedimientos de auditoría que corresponda para cada tipo de cuenta.

5.- PRODUCTOS

Como resultado de la auditoría se emitirán los siguientes productos:

a) Informe Provisional contendrá:

- Detalle de Ajustes y Reclasificaciones
- Comentarios y Recomendaciones de Control Interno.

b) Acta de Revisión del Informe Provisional

Producto de la revisión del Informe Provisional de Auditoría, se elaborará una Acta que incluirá los comentarios de la Compañía y conclusiones, una vez suscrita con firma y rúbrica de los participantes esta servirá de base para la elaboración del Informe Final.

c) Informe Final contendrá:

- Carta Dictamen
- Estados Financieros Auditados
- Notas Explicativas a los Estados Financieros
- Información Introdutoria
- Anexos
- Comentarios y Recomendaciones⁷³

6.- PROGRAMA DE AUDITORÍA

Para la elaboración del examen especial de auditoría el departamento de auditoría empleará el programa Team Mate que se define de la siguiente manera:

⁷³ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

TEAM MATE DEFINICIÓN :

TeamMate es un sistema de gestión de auditorías desarrollado y soportado por PWC (PricewaterhouseCoopers del Ecuador Cía. Ltda.) que nos permitirá operar en un entorno sin papeles y ofreciendo eficiencias a nuestra planificación, trabajo de campo, revisión, informe, y proceso de archivo de papeles. Adicionalmente, se espera que TeamMate mejore nuestras mejores prácticas de comunicación y productividad y nos ayude a asegurar la aplicación coherente de los estándares y prácticas de nuestra organización.

TeamMate es el estándar para la documentación de nuestros proyectos. Mientras TeamMate no sustituye la realización de los trabajos en detalles, ofrece una plataforma común para documentar, revisar y compartir el trabajo durante y después del trabajo. Mientras que se ofrecerá formación específica para el uso del software TeamMate, esta guía servirá de enlace entre la herramienta y nuestros procesos y requerimientos de documentación actuales.

El Team Mate como programa de auditoría puede emplear como herramientas para la elaboración de auditoría las siguientes:

a. TEAMSCHEDULE:

TeamSchedule es un módulo de TeamMate Suite que le permite planificar y hacer un seguimiento de los proyectos y recursos para un plan determinado.⁷⁴

La serie de planificaciones de proyectos y sus asignaciones de recursos correspondiente a un período de tiempo se denomina un plan. Dentro de TeamSchedule primero hay que construir su propia y única base de datos de planes de proyecto, proyectos y recursos. A continuación se someten los proyectos a una “planificación” sobre un calendario Gantt y se “asignan” los recursos a dichos proyectos. En general, un proyecto planificado y una asignación de recursos implican una fecha de comienzo, una fecha de finalización y la duración.

La base de datos de TeamSchedule puede soportar muchos planes (por ejemplo, múltiples años o trimestres). Cada plan dispone de múltiples vistas de la misma planificación subyacente para lograr una potencia máxima además de un enfoque basado en el tipo de usuario y sus necesidades.

Los usuarios principales de TeamSchedule se llaman planificadores y son los responsables de crear y hacer el seguimiento de las planificaciones de proyectos, recursos y equipos de recursos. TeamSchedule proporciona a los planificadores los cuadros Gantt y gráficos de barras de color para representar visualmente sus planificaciones y las asignaciones de recursos. Puede haber múltiples planificadores para cada plan cada cual con su acceso para editar.

⁷⁴ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos.

El sistema también permite la creación de días no laborables para el plan entero (osea, días festivos) y para recursos concretos (por ejemplo, las vacaciones, formación, etc.). Dichos días no laborables también son considerados asignaciones.

b. TEAM RISK :

TeamRisk puede disponer múltiples jerarquías organizativas (jerarquías org) en una única base de datos de planificación. Es una opción útil si su organización se encuentra inmersa en procesos de reestructuración o si realiza evaluaciones de riesgos para empresas distintas.

Todas las evaluaciones de riesgos se llevan a cabo sobre jerarquías org y, en consecuencia, requieren una realización cuidadosa. TeamRisk utiliza el término **Organización** para referirse al nodo más elevado de la jerarquía org. En el contexto de la jerarquía, los nodos habitualmente representan unidades de negocio y/o procesos de negocio.

TeamRisk genera de forma automática un informe de detalle de la evaluación de riesgos (RAD, del inglés Risk Assessment Detail) que se adjunta a los proyectos cuando se transfieren a TeamSchedule o TeamMate.

Este informe muestra, para una entidad organizativa y para cada una de sus subentidades, todos los objetivos, riesgos, controles y puntuaciones que se han documentado durante una evaluación de riesgos.

OBJETIVOS DEL TEAM RISK:

- Entender las características de TeamRisk
- Entender la estructura y componentes de una base de datos de planificación
- Conocer cómo crear y configurar una base de datos de planificación.
- Conocer como realizar una evaluación de riesgos.
- Conocer cómo administrar y reportar el universo de auditoría y sus proyectos.
- Conocer los recursos de ayuda disponible.⁷⁵

7.- EQUIPO DE AUDITORÍA

Para la ejecución de la auditoría con un Propósito Especial, el equipo de trabajo estará conformado por los siguientes profesionales:

CATEGORÍA Y NOMBRES

- Supervisor
- Jefe de Equipo
- Auditores

⁷⁵ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos

8.- TIEMPO ESTIMADO

El tiempo estimado para el trabajo de Auditoría de las Inversiones (Activos Fijos), Ingresos, Costos y Gastos del período será de 180 días laborables.

9.- RECURSOS ECONÓMICOS Y MATERIALES

Recursos económicos: De considerarlo necesario se requerirá viáticos y movilización para la comisión.

Materiales: Se utilizarán los materiales que sean necesarios para la ejecución de la auditoria.⁷⁶

3.6. RIESGOS DE AUDITORÍA

Los riesgos en auditoría se entienden como la información que pueda tener errores materiales o que el auditor no pueda detectar un error que ha ocurrido. Los riesgos identifican miden y analizan los riesgos relevantes para alcanzar los objetivos, ya que el no detectarlos puede traer consecuencias graves que pueden afectar resultados, procesos o áreas funcionales de la organización.

El riesgo de auditoría es lo opuesto a la seguridad de la auditoría, es decir, es el riesgo de que los estados financieros o área que se está examinando, contengan errores o irregularidades no detectadas, una vez que la auditoría ha sido completada.

Desde el punto de vista del auditor, el riesgo de auditoría es el riesgo que el auditor está dispuesto a asumir, de expresar una opinión sin salvedades respecto a los estados financieros que contengan errores importantes.

En una auditoría, donde se examina las afirmaciones de la entidad, respecto a la existencia, integridad, valuación y presentación de los saldos, el riesgo de auditoría se compone de los siguientes factores:

- a. **Riesgo inherente.** Es la posibilidad de errores o irregularidades en la información financiera, administrativa u operativa, antes de considerar la efectividad de los controles internos diseñados y aplicados por el ente.
- b. **Riesgo de control.** Está asociado con la posibilidad de que los procedimientos de control interno, incluyendo a la unidad de auditoría interna, no puedan prevenir o detectar los errores e irregularidades significativas de manera oportuna.
- c. **Riesgo de detección.** Existe al aplicar los programas de auditoría, cuyos procedimientos no son suficientes para descubrir errores o irregularidades significativas.

⁷⁶ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Agencia de regulación y control de hidrocarburos. Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos.

La preparación de una matriz para calificar los riesgos por componentes significativos es obligatoria en el proceso de auditoría y debe contener como mínimo lo siguiente:

- Componente analizado.
- Riesgos y su calificación.
- Controles claves.
- Enfoque esperado de la auditoría, de cumplimiento y sustantivo.⁷⁷

MATRIZ DE RIESGOS

Tabla No7

COMPLEJIDAD O GRADO DE DIFICULTAD EN LA EJECUCIÓN DE LA ACTIVIDAD (CM)	CONSECUENCIA DE NO APLICACIÓN DE LA ACTIVIDAD O EJECUCIÓN ERRADA (CE)
Máxima complejidad: la actividad demanda el mayor grado de esfuerzo / conocimientos / habilidades	Consecuencias muy graves: Pueden afectar a toda la organización en múltiples aspectos
Alta complejidad: la actividad demanda un considerable nivel de esfuerzo / conocimientos / habilidades	Consecuencias graves: pueden afectar resultados, procesos o áreas funcionales de la organización
Complejidad moderada: la actividad requiere un grado medio de esfuerzo / conocimientos / habilidades	Consecuencias considerables: repercuten negativamente en los resultados o trabajos de otros
Baja complejidad: la actividad requiere un bajo nivel de esfuerzo / conocimientos / habilidades	Consecuencias menores: cierta incidencia en resultados o actividades que pertenecen al mismo cargo
Mínima complejidad: la actividad requiere un mínimo nivel de esfuerzo / conocimientos / habilidades	Consecuencias mínimas: poca o ninguna incidencia en actividades o resultados

FUENTE: MINISTERIO DE RECURSOS NO RENOVABLES
 ÁREA: COORDINACIÓN AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS

⁷⁷ Dr. GENARO PEÑA UGALDE Manual de Auditoría Gubernamental Contraloría General del Estado Edición 2003.p.99

3.7 METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN

El trabajo de auditoría, para cumplir con sus objetivos debe ser planificado para asignar los recursos disponibles, en función de las tareas y de la amplitud de los procedimientos a ejecutar.

Los procedimientos de auditoría se determinan conforme a los siguientes parámetros:

- Revisar si los contratos fueron realizados conforme lo determina la ley de hidrocarburos y si la concesión esta bajo los parámetros determinados en la ley.
- Determinar el grado de confiabilidad de la información contable financiera y administrativa proporcionado por la compañía petrolera.
- Inspección de los saldos y confirmación cálculo que permite determinar la razonabilidad de las inversiones, ingresos, costos y gastos.
- Se verificará que los egresos efectuados por la compañía se encuentren debidamente sustentados y clasificados en forma correcta.
- Los ingresos se manejan conforme a los precios de referencia de Petroecuador.
- Los gastos de acuerdo al periodo contable a ser analizado.
- El cumplimiento de las actividades de control, basado en un esquema metodológico que facilita el seguimiento de los objetivos y la aplicación de estrategias y políticas fijadas previamente.
- Contemplar las características técnico funcionales de cada una de las áreas de trabajo, orientados a la optimización de los recursos disponibles que garanticen la eficiencia administrativa.
- Los objetivos, metas, estrategias y políticas aprobadas para la formulación de los planes operativos serán de estricto cumplimiento por parte de cada una de las unidades responsables de su ejecución.

El objetivo principal de la planificación, consiste en determinar adecuada y razonablemente los procedimientos de auditoría que correspondan aplicar, cómo y cuándo se ejecutarán, para que se cumpla la actividad en forma eficiente y efectiva mediante:

- Análisis de la empresa a realizar el examen especial.
- Bases del Contrato.
- Método, técnicas y programas para realizar la selección de cuentas.
- Análisis de las cuentas a auditarse.
- Solicitud de Estados financieros.
- Verificación de cumplimiento de obligaciones legales y tributarias.

3.7.1 OBJETIVOS DE LA AUDITORÍA

- Auditoría a Inversiones, Costos y Gastos y Tasa de Servicio del período realizarse.
- Análisis de los controles de supervisión existentes y de los ciclos más significativos para la auditoría, en las áreas de inversiones, tasa de servicio, costos y gastos, autorizaciones de comité de administración del contrato de prestación de servicios.
- Seguimiento de actuaciones anteriores, seguidas por la contratista a fin de implementar los comentarios y recomendaciones emitidas por la Agencia de Regulación y control de Hidrocarburos en informes de auditoría de años anteriores.
- Evaluación del cumplimiento de los presupuestos aprobados por ARCH comprobar que esté debidamente aprobado por PETROECUADOR Y ARCH.
- Evaluación del cumplimiento del Plan Quinquenal, verificar que esté aprobado por PETROECUADOR Y ARCH.
- Verificación del cumplimiento de las obligaciones contractuales.
- Verificar el cálculo de las Amortizaciones y depreciaciones.
- Revisión del cálculo de las liquidaciones de la Tasa de Servicio realizadas por Petroecuador.
- Comprobación de seguros devengados y contratados, que sean acordes con los constantes en el Contrato de Prestación de Servicios.
- Verificar si ya se firmó el Acuerdo de Transporte, comprobar los cambios en la tarifa realizados.
- Verificar que el Transporte de crudo pagado, esté debidamente registrado y pagado.
- Comprobar que las Provisiones realizadas hayan sido utilizadas o pagadas.
- Comprobar que existan Resoluciones del Comité de Administración autorizando las operaciones, transacciones, contratos, etc.
- Comprobar que existan los Inventario de Propiedad, Planta y Equipo Depreciables y Amortizables y que estén debidamente cuadradas con los Estados y Declaración de Impuesto a la Renta.
- Verificar que existan: Comprobantes de Egreso, Ingreso, Diarios, con la respectiva documentación de soporte.⁷⁸

⁷⁸ Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, Departamento de auditoría

3.7.2 DOCUMENTACIÓN REQUERIDA DE LA COMPAÑÍA PETROLERA

Tabla No 8

DOCUMENTACIÓN REQUERIDA	CUMPLIMIENTO		OBSERVACIONES
	SI	NO	
Estados financieros		x	Sanciones Ley régimen tributario
Declaración impuesto a la renta		x	Sanciones Ley régimen tributario
Detalle de bienes amortizables y depreciables		x	Sanciones Ley régimen tributario
Informe de actividades presupuestadas		x	Sanciones ley de hidrocarburos reglamento de operaciones
Plan quinquenal		x	Sanciones ley de hidrocarburos reglamento de operaciones
Informe de auditores externos		x	Sanciones Ley régimen tributario
Informe de precios de transferencia		x	Sanciones Ley régimen tributario

FUENTE: MINISTERIO DE RECURSOS NO RENOVABLES
ÁREA: DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA

3.7.3 DOCUMENTACIÓN REQUERIDA POR AUDITORES DE HIDROCARBUROS EN EL EXAMEN ESPECIAL:

SOLICITAR

- ▣ Producción fiscalizada
- ▣ Informe de actividades

ELABORAR

- ▣ Elaboración de balances de prueba de: inversiones, ingresos costos y gastos.
- ▣ Elaborar la planificación preliminar
- ▣ Oficio de requisición de documentación
- ▣ Elaboración de cuadro de perforación de pozos
- ▣ Elaboración de cuadro de reacondicionamiento de pozo

ANALIZAR

- ▣ Ejecución presupuestaria.
- ▣ Autorizaciones de perforación y reacondicionamiento.
- ▣ Cuadro de ejecución presupuestaria vs ejecutado con variaciones y la justificación correspondiente.
- ▣ Inversiones acumuladas.
- ▣ Lectura del reglamento de contabilidad de costos aplicable a contratos de prestación de servicios, y contrato de prestación de servicios y las normas de aplicación del reglamento decretos 1772 y 647.
- ▣ Mayores auxiliares en medio magnetice de las cuentas seleccionadas del período a analizar
- ▣ Personal de la compañía responsable (gerente general, gerente operaciones, gerente de negocios, contador, representantes comité de administración
- ▣ Manuales internos de procedimientos y control.
- ▣ Actas del comité de administración del contrato levantadas durante el período a realizar la auditoría.
- ▣ Informes de auditores
- ▣ Normativa legal aplicable y procedimientos que deben aplicar (interna y externa).
- ▣ Copia de los contratos suscritos y que fueron seleccionados: (alquiler de rigs, adquisición de químicos, lodos, herramientas, tuberías y materiales; arrendamiento de inmuebles, asesoramientos técnicos y legales, prestaciones de servicios, etc., convenios con comunidades).
- ▣ Libro propiedad, planta y equipo, con detalle de fecha de adquisición, costo histórico y ajustado, vida útil estimada, tag, ubicación, amortizaciones y depreciaciones y saldo neto.
- ▣ Declaración de impuesto a la renta y la conciliación tributaria.
- ▣ Certificados de retenciones de impuestos.
- ▣ Información de gastos de personal (nóminas).
- ▣ Detalle de provisiones realizadas.
- ▣ Liquidaciones de petroecuador sobre: ingresos, retenciones de impuestos, retenciones de petroecuador, la tasa de servicios, reembolsos.
- ▣ Resoluciones del comité de administración.

3.7.4 PROGRAMA DE TRABAJO

ÁREA DE INVERSIONES

- ☐ Estado de Inversiones.
- ☐ Sumarias de Inversiones en base a los saldos reportados en mayores.
- ☐ Selección de cuentas y muestras de valores significativos.
- ☐ Verificación de los registros contables en base a selección de muestras significativas.
- ☐ Verificación de que los registros contables estén respaldados con toda la documentación justificativa.
- ☐ Verificaremos las Obras que se encuentran en Proceso
- ☐ Comprobaremos que las inversiones estén debidamente autorizadas y soportadas con presupuestos previamente autorizados tanto por PETROECUADOR como de la ARCH.
- ☐ Verificación de que todas las inversiones estén aprobadas mediante Resoluciones del Comité de Administración del Contrato.
- ☐ Comprobaremos que la perforación de pozos estén debidamente autorizada por ARCH.
- ☐ Se comprobará que los trabajos realizados estén debidamente efectuados, se solicitará informes técnicos al área de Exploración y Explotación de Hidrocarburos a fin de tener la certeza de que los trabajos fueron ejecutados de manera eficiente y efectiva, tal como lo determina el contrato de prestación de servicios.
- ☐ En caso de existir side tracks se verificará el porqué de los mismos.
- ☐ Comprobaremos que los registros contables pertenezcan a la actividad de explotación de crudo.
- ☐ Verificaremos que los registros contables estén de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a Contratos de Prestación de Servicios.
- ☐ Comprobaremos que los cargos de Matriz y relacionadas estén debidamente respaldados por Certificado de Auditores Independientes debidamente consularizado en el país de origen.

ÁREA DE COSTOS Y GASTOS

- ☐ Elaboración del Estado de Costos y Gastos.
- ☐ Elaboración de sumarias en base a los saldos de los mayores .Selección cuentas y muestras de valores más representativos. (el análisis se realizará a nivel de cuenta y posteriormente en el análisis se dejará reflejado la afectación a cada rubro del Estado de Costos).
- ☐ Comprobación de que los costos y gastos estén debidamente aprobados por el CAD.
- ☐ Verificación de que los egresos realizados estén debidamente presupuestados y control de procedimientos seguidos en el área.
- ☐ Elaboración de estos hayan sido aprobados por PETROECUADOR y hojas de análisis en base a las muestras seleccionadas.
- ☐ Realizar una revisión analítica de las muestras, comprobando que cuenten con toda la documentación de respaldo, que correspondan al período analizado, que cuenten con todas las autorizaciones y que se hayan realizado todas las retenciones legales.
- ☐ Comprobar que los costos y gastos correspondan a la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos.

ÁREA DE MATERIALES:

- ☐ Verificar que los registros contables estén debidamente respaldados por el ingreso y egresos de bodega.
- ☐ Verificar que los movimientos de bodega estén de acuerdo a lo que dispone el Reglamento de Contabilidad de Costos de Contratos de Prestación de Servicios.
- ☐ Comprobar la valoración de los materiales, tomar muestras de las compras a fin de comprobar su correcta valoración.
- ☐ Verificar el método de valoración utilizado por la compañía para el manejo de materiales que salen de bodega.
- ☐ Realizar un seguimiento sobre las diferencias halladas en el inventario físico de los materiales y los kárdex existentes.

ÁREA DE PROVISIONES:

- ☐ Comprobar que las provisiones realizadas al fin del ejercicio, hayan sido reversadas en el mes siguiente o utilizadas en el próximo año.
- ☐ Verificar que las provisiones se hayan realizado en base a bienes y servicios recibidos y devengados.

ÁREA DE IMPUESTOS:

- ☐ Verificación de que los importes declarados por concepto de Impuesto a la Renta hayan sido pagados al SRI.
- ☐ Revisión del cálculo del Impuesto a la Renta retenido y pagado en los casos de nómina, servicios profesionales.
- ☐ Comprobación de la retención y de los pagos del IVA
- ☐ Comprobación que los valores constantes en la Declaración del Impuesto a la Renta sean consistentes con los de la Conciliación Tributaria
- ☐ Verificación de la existencia y pago de las planillas de pago
- ☐ Cuadre de bases analizadas con registros contables
- ☐ Prueba de Nómina a fin de determinar la adecuada retención de Impuesto a la Renta y su adecuada asignación a costos e inversiones. Considerar varios empleados cuyos ingresos sean significativos.⁷⁹

⁷⁹ MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES , Departamento coordinación de auditoría de hidrocarburos.

ÁREA DE TASA DE SERVICIOS:

- ☐ Comprobación de las liquidaciones y reliquidaciones realizadas por PETROECUADOR.
- ☐ Verificar que estas se realicen de acuerdo a lo dispuesto en el contrato de Prestación de Servicios
- ☐ Verificar que los parámetros utilizados tales como Prime Rate, Precios Internacionales, porcentajes sean los establecidos en el contrato.

ÁREA DE PRESUPUESTOS Y PLAN QUINQUENAL:

- ☐ Comprobar que los presupuestos y planes quinquenales, estén debidamente aprobados por el CAD y ARCH
- ☐ Comprobar que las Inversiones, Costos y Gastos realizados estén debidamente autorizados en los presupuestos.
- ☐ Elaborar anexos de Presupuestos de Inversiones, Costos y Gastos y Plan Quinquenal para el Informe Final.

3.7.5 INFORMES A REMITIR A LA FINALIZACIÓN DE LA AUDITORÍA

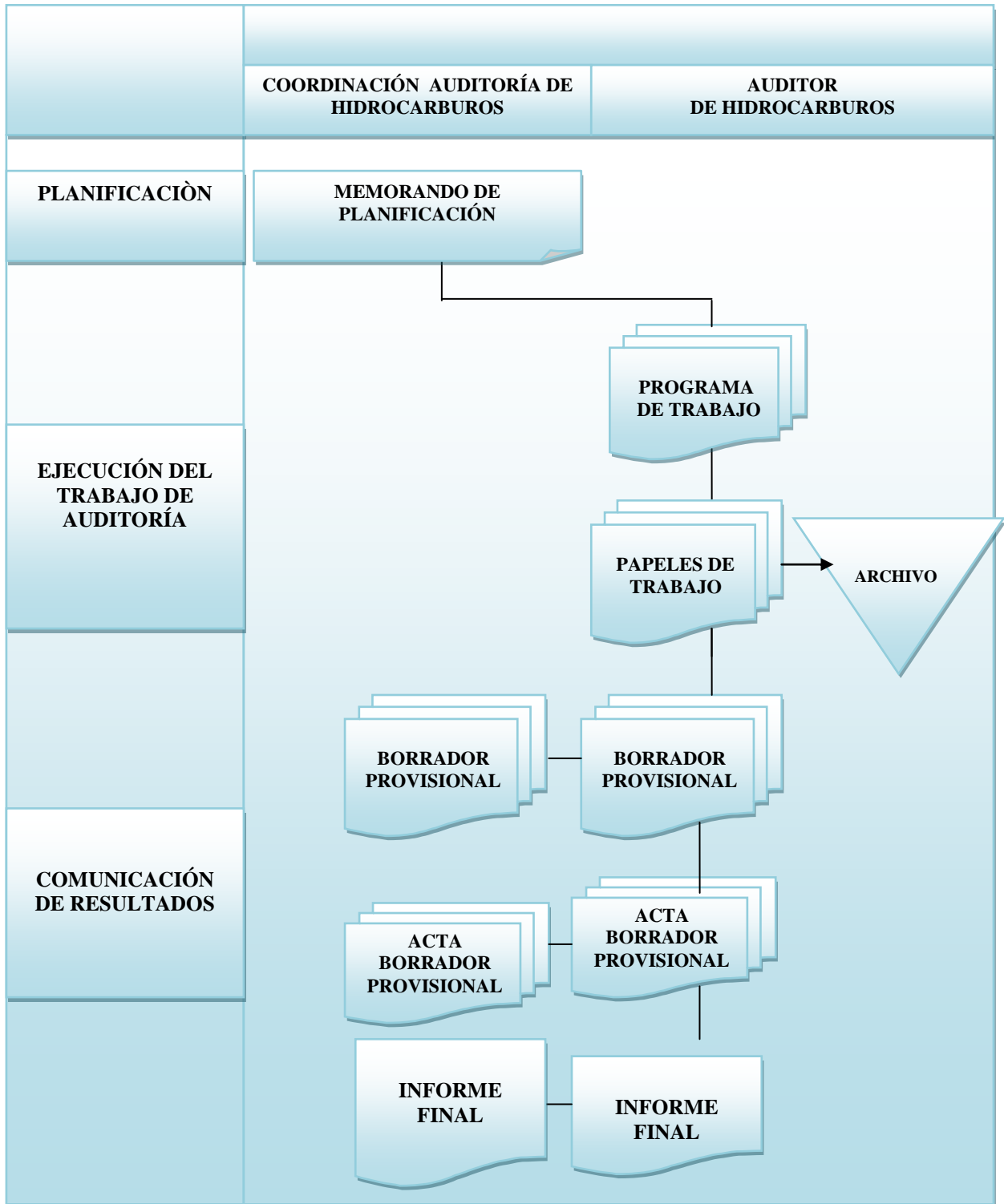
Los informes a remitir son los siguientes:

- ☐ Informe de Provisional de Auditoría
- ☐ Acta de conocimiento del Informe Provisional de auditoría
- ☐ Informe Final de Auditoría
- ☐ Informe Técnico sobre la Impugnación presentada ante el Director Nacional de Hidrocarburos y Memorando dirigido al Coordinador de Trámites e Infracciones.
- ☐ Informe Técnico sobre la Impugnación presentada ante el Ministro de Recursos Naturales no Renovables⁸⁰

⁸⁰ Idem., MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES ,.

FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTOS DEL ÁREA DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS

FIGURA No 5



CAPÍTULO IV

4. EXAMEN ESPECIAL A UNA COMPAÑÍA PETROLERA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

4.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA DE LA COMPAÑÍA PETROLERA DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS

La recopilación de la información financiera está a cargo del departamento de auditoría de la agencia de regulación y control, designando al área de auditoría la responsabilidad de realizar el examen especial, según el Art. 11 de la ley reformativa a la ley de hidrocarburos que señala lo siguiente:

La Agencia de regulación y control hidrocarburífero como organismo técnico – administrativo, encargado de regular controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones , u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Capítulo II Procedimientos de auditoría del Reglamento de contabilidad de costos para la explotación de crudo señala:

En su Artículo No 24 .- La agencia de regulación y control notificará por escrito a la contratista sobre la fiscalización a realizarse, con un plazo de treinta días de anticipación a la fecha en que se iniciará la auditoría, de tal manera que la contratista prepare los documentos a ser analizados por parte de los auditores expresamente designados, para este efecto, por el Director de Hidrocarburos.

El coordinador de hidrocarburos una vez que la notificación fue enviada y recibida por la empresa petrolera privada, indicará la fecha en que se realizará la auditoría y la documentación debe presentarse en la fecha designada en la notificación.

El examen especial se iniciará con la petición del coordinador auditor o auditora de hidrocarburos mediante oficio, el mismo que será enviado al gerente general de la empresa petrolera privada, certificando y confirmando la integridad de los datos, procedimientos y planes; la información debe ser presentada conforme a las leyes y reglamentos vigentes.

El examen especial será realizado en un programa de auditoría el mismo que se basa en los siguientes procedimientos:

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS							
EXAMEN ESPECIAL							
Procesos / Área / Cuenta : Auditoría de hidrocarburos							
Período ejecución: 01-01-2009/31-12-2009							
Preparado por: AUDITORES							
Revisado por: COORDINADORA DE HIDROCARBUROS							
OBJETIVOS							
1	CAPÍTULO CUARTO DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS DE AUDITORÍA PARA LA ELABORACIÓN DE UN EXAMEN ESPECIAL A LAS INVERSIONES, INGRESOS, COSTOS Y GASTOS DE UNA EMPRESA PETROLERA BAJO LA MODALIDAD CONTRACTUAL DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS						
2	Aplicar las pruebas de análisis que amerite el tipo de cuenta o rubro a ser analizados en los Estados de Inversiones de Exploración, Exploración Adicional, Desarrollo Producción, Transporte y Almacenamiento, Costos, Gastos de Producción, Comercialización; observando que se de cumplimiento a la ley de hidrocarburos, al reglamento de contabilidad de costos, aplicable a los contratos de prestación de servicios Ley de Régimen Tributario Interno, Código de Trabajo, Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, y demás disposiciones legales aplicables a este tipo de contrato						
3	Identificar los procedimientos para que el trabajo en el examen especial y los hallazgos se documenten directamente en un software de auditoría (Team Mate), integrando en una sola base de datos de archivos de Word y Excel, imágenes, entre otros, los cuales quedan automáticamente referenciados y firmados en los papeles electrónicos de trabajo.						
No.	Procedimientos	REF. P/T	tiempo real	preparado por:	FECHA	HALLAZG	OBSERVACIONES
1	Notificar por escrito mediante oficio de la Agencia de Regulación y control, en un plazo de treinta días de anticipación de la fiscalización a realizarse.	A2 1 de 1	4 días	DIRECTOR HIDROCARBUROS	01/12/2009		
2	Envío del oficio al gerente general de la empresa petrolera privada en la que se certificará y confirmará la integridad de los datos, procedimientos y planes.	A3 1 de 1	5 días	COORDINADOR DE HIDROCARBUROS	08/12/2009		
3	Recibir de la empresa petrolera privada la carta de representación misma que debe ser membretada.	A4 3 de 3	5 días	GERENTE EMPRESA PETROLERA	15/12/2009	H1	
4	Elaborar memorandum para la realización de la planificación preliminar previo a la realización del examen especial, verificando la entrega de la documentación.	A5 1 de 5	2 día	SUPERVISOR AUDITORIA HIDROCARBUROS	17/12/2009		
5	Preparar un memorando el mismo que será entregado al coordinador de auditoría de hidrocarburos para la entrega de la información financiera de la empresa petrolera privada al jefe de equipo, conforme a la documentación requerida por el Coordinador de Hidrocarburos.	A6 1 de 20	1 día	JEFE DE EQUIPO	18/12/2009		
5.1	Revisar el Balance General	A6 2 de 20	2 día	EQUIPO DE AUDITORÍA	22/12/2009		
5.2	Verificar Estados Ingresos y Gastos	A6 3 de 20	2 día	EQUIPO DE AUDITORÍA	28/12/2009		
5.3	Estados de Exploración, Desarrollo y Producción	A6 4 de 20	4 día	EQUIPO DE AUDITORÍA	29/12/2009		
5.4	Inventarios de propiedad, planta y equipo depreciables	A6 5-12 de 20	4 día	EQUIPO DE AUDITORÍA	04/01/2010		
5.5	Declaración Impuesto a la Renta	A6 13-16 de	4 día	EQUIPO DE AUDITORÍA	08/01/2010	H2	
5.6	Cálculo de la Amortización	A6 17 de 20	4 día	EQUIPO DE AUDITORÍA	14/01/2010		
5.7	Informe de auditores independientes	A6 18 de 20	2 día	EQUIPO DE AUDITORÍA	18/01/2010	H3	
6	Enviar memo a la Secretaría de Hidrocarburos	A7 1 de 31	2 días	COORDINADOR DE HIDROCARBUROS	20/01/2010		
6.1	Verificación y Análisis del contrato de prestación de servicios de la empresa petrolera privada	A7 2 de 31	1 día	COORDINADOR DE HIDROCARBUROS	21/01/2010		
7	Verificar Organigrama de la Empresa Petrolera Privada	A8 1 de 1	1 día	JEFE DE EQUIPO	22/01/2010		
8	Flujograma de Planificación Examen Especial	A9 1 de 1	1 día	JEFE DE EQUIPO	25/01/2010		
9	Elaborar Sumarias del Estado de Ingresos de la empresa petrolera privada.	A10 1 de 1	1 días	JEFE DE EQUIPO	26/01/2010		
10	Elaborar Sumarias del Estado de Inversiones de la empresa petrolera privada	A11 1 de 1	1 días	JEFE DE EQUIPO	27/01/2010		
11	Elaborar Sumarias del Estado de Costos y Gastos de la empresa petrolera privada	A12 1 de 1	1 días	JEFE DE EQUIPO	28/01/2010		

Oficio No.33536589
OFICIO DE INICIO DE FISCALIZACIÓN

Fecha, 01 de Diciembre del 2009

Señor:

GERENTE GENERAL EMPRESA PETROLERA
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS
Presente.-

De mi consideración:

La agencia de regulación y control como ente fiscalizador señala que en el plazo de treinta días se realizará el examen especial por lo que requerimos de la documentación y los medios físicos y tecnológicos para la realización del examen especial a los Ingresos, Costos y Gastos de **EMPRESA PETROLERA A. ECUADOR**, mismos que son la base para la ejecución de la Auditoría con un Propósito Especial que ejecutará la Agencia de Regulación y Control.

Por la atención que se digne dar al presente, anticipo mis agradecimientos.

Atentamente,

DIRECTOR DE HIDROCARBUROS

Oficio No.

Fecha: 15 de diciembre del 2010

Señor:
GERENTE GENERAL EMPRESA PETROLERA
DIRECCION
Presente.-

De mi consideración:

Adjunto al presente dígnese encontrar el formato de la Carta de Gerencia, mediante la cual su Representada deberá certificar y confirmar la integridad de los datos, procedimientos, planes, etc., entregados y/o seguidos por su representada para la presentación de los Estados de Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos de **EMPRESA PETROLERA ECUADOR** del año , mismos que son la base para la ejecución de la Auditoría con un Propósito Especial que a la fecha está ejecutando la Agencia de Regulación y control.

Por la atención que se digne dar al presente, anticipo mis agradecimientos.

Atentamente,

SUPERVISORA AUDITOR/A ARCH

Quito, 01 Enero del 2010

Señores

Auditoría de Hidrocarburos
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL

Presente

De mi consideración:

Esta Carta de Representación de Gerencia se proporciona en relación con la Auditoría con un Propósito Especial a las Inversiones, Costos y Gastos; y, Tasa de Servicio de PETROLERA ECUADOR, por el año terminado al 31 de diciembre del 2009, con el propósito de expresar una opinión de si éstos se presentan razonablemente en todos los aspectos importantes, de acuerdo con lo que dispone la Ley de Hidrocarburos, Reglamento de Contabilidad aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, expedido mediante Decreto Ejecutivo 1772 R.O. 512 (13-06-1983), y las reformas de aplicación del mismo expedidas en el Acuerdo Ministerial 647 R.O. 933 (12-05-1992), la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, el Contrato de Prestación de Servicios, celebrado con PETROECUADOR; y, las Normas Ecuatorianas de Contabilidad.

Reconocemos nuestra responsabilidad por la presentación contable de los Estados antes mencionados de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en el Ecuador y la base legal que afecta a este tipo de contratos.

Confirmamos, según nuestro leal saber y entender, que las siguientes representaciones o salvaguardas fueron aplicadas:

- No existen irregularidades que involucren a miembros de la administración o empleados que tengan un papel importante en los sistemas de contabilidad y de control interno o que pudieran tener un efecto de carácter significativo sobre los Estados de Inversiones, Costos y Gastos; y, Tasa de Servicio.
- Hemos puesto a su disposición los registros financieros e información relacionada con los documentos de respaldo correspondientes. A nuestro conocimiento no hemos retenido ningún registro financiero o datos relacionados que a nuestro criterio serían pertinentes para el propósito de su auditoría. Somos responsables de la adecuada elaboración y revelación de los Estados de Inversiones, Costos y Gastos, y Tasa de Servicio; así como de sus anexos y notas explicativas.
- Confirmamos la integridad de la información proporcionada respecto de la identificación de las partes relacionadas.
- Los Estados de Inversiones, Costos y Gastos e Ingresos del año 2009, están libres de representaciones erróneas y de carácter significativo, incluyendo omisiones.

- La Compañía ha cumplido a cabalidad con todos los aspectos sobre convenios contractuales, que pudieren tener un efecto importante, sobre las inversiones, ingresos, costos, gastos. No existieron observaciones con respecto de requerimientos de las autoridades reguladoras, que pudieran tener un efecto importante sobre los mismos.
- Lo siguiente, ha sido debidamente registrado y, cuando fue apropiado, revelado en forma adecuada:
- La identidad de saldos y transacciones con partes relacionadas.
- Pérdidas originadas en compromisos de venta y compra.
- No tenemos planes ni intenciones que puedan alterar en forma importante el valor en libros o la clasificación de las cuentas de inversiones, ingresos, costos y gastos reflejados en los estados.
- No tenemos planes ni intenciones que resulten en un exceso u obsolescencia de inventario, y ningún inventario está declarado en un monto que exceda de su valor neto realizable.
- La Compañía tiene título satisfactorio de todos los activos y no hay gravámenes ni afectaciones sobre los activos de la empresa.
- No han existido hechos posteriores al final del período que requieran de ajuste o revelación en los estados presentados o en las Notas emitidas.
- Las provisiones realizadas se han apropiado en forma adecuada y han sido debidamente utilizadas, y/o reversadas en caso de haberse realizado apropiaciones en exceso.
- No se ha recibido ni se espera recibir ningún reclamo en conexión con algún litigio.
- No hemos dispuesto la venta, baja, remate de ningún bien sin las autorizaciones respectivas de la ARCH y PETROECUADOR.
- Los cargos de Casa Matriz, fueron legalmente verificados por auditores independientes por el año y su informe debidamente registrado en el Consulado
- Hemos registrado o revelado, según corresponda las Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos, las Notas que presentamos, revelan todas las garantías que se han dado a terceros.
- A la fecha disponemos del inventario valorado por ítem de bienes, muebles, equipos depreciables y amortizables en el que está incluido el código contable, TAG de identificación del bien, la descripción, el costo histórico, años de vida útil, ubicación, el saldo está debidamente conciliado con los registros contables.

- No han existido casos de fraude o incumplimiento del contrato de Prestación de Servicios, que involucren a la gerencia o empleados que tengan funciones importantes relacionadas con el control interno, área técnica y que pudieran tener importancia sobre los resultados financieros.
- No mantiene convenios privados de explotación petrolera de otros bloques petroleros en el Ecuador.
- Los siguientes asuntos, en el evento de que apliquen, se han registrado y revelado debidamente en los estados de Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos:
 - Las transacciones entre entes relacionados y los montos relacionados por pagar o por cobrar, que incluyen: compras, préstamos, transferencias, acuerdos de cesión, garantías, etc.
 - Los acuerdos con PETROECUADOR, compañías relacionadas, entidades financieras, y cualquier otra entidad sobre saldos compensatorios u otros acuerdos que impliquen restricciones a los saldos en efectivo, las líneas de crédito, garantías o acuerdos similares.
- La Compañía ha cumplido con sus obligaciones tributarias como contribuyente, agente de retención y agente de percepción de acuerdo a lo establecido en la Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de aplicación, y con el pago de todas las obligaciones contractuales.

Confirmamos que somos responsables de la presentación razonable de los Estados de Inversiones, Ingresos, Costos y Gastos de conformidad con: la Ley de Hidrocarburos, Ley de Régimen Tributario Interno, sus Reglamento de aplicación, Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios, Contrato celebrado con PETROECUADOR; y, Normas Ecuatorianas de Contabilidad.

Atentamente,

GERENTE FINANCIERO

JEFE DE ADM. Y FINANZAS

MEMORANDO NO. -ARCH-A	
PARA	: COORDINADORA DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS
DE	: SUPERVISORA Y JEFE EQUIPO AUDITORÍA PETROLERA ECUADOR
FECHA	: 04 de Enero del 2010
ASUNTO	: PLANIFICACIÓN PRELIMINAR DE LA AUDITORÍA CON UN PROPÓSITO ESPECIAL A LAS INVERSIONES DE PRODUCCIÓN, COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCIÓN, Y TASA DE SERVICIOS DE PETROLERA ECUADOR, DEL AÑO 2009.

1. ANTECEDENTES

A fin de dar cumplimiento a la disposición de trabajo contenida en el Oficio No. 335468689 del año 2009, ponemos a su consideración la Planificación Preliminar para efectuar la Auditoría con un Propósito Especial a las Inversiones de Producción, Costos y Gastos de Extracción, Operación; y, Tasa de Servicios del Bloque 10 del año 2009, llevadas a cabo por la Compañía PETROLERA ECUADOR.

2. OBJETIVO DE LA AUDITORÍA

La Coordinación de Auditoría de Hidrocarburos en cumplimiento a lo que disponen los Artículos 11 y 56 de la Ley de Hidrocarburos, ha previsto la realización de la Auditoría con un Propósito Especial a las Inversiones de Producción, Costos y Gastos de Extracción, Operación; y, Tasa de Servicio de la Compañía PETROLERA ECUADOR del año 2009, dentro de los objetivos principales se prevé los siguientes:

- Determinar la razonabilidad de las Inversiones de Producción, Costos y Gastos de Extracción, Operación; y, Tasa de Servicio, las mismas que deben ser realizadas de acuerdo al Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Petróleo Crudo, firmado con PETROECUADOR.
- Verificar el grado de confiabilidad de la información contable, financiera y administrativa proporcionada por la Compañía.
- Verificar en forma selectiva que los egresos efectuados por la Compañía, se encuentren debidamente sustentados y cuenten con las aprobaciones respectivas.
- Verificar el cumplimiento de las Cláusulas 12.13 del Contrato Principal y Quinta del Contrato Modificatorio, relacionadas con la distribución de los Ingresos, secuencias de reembolsos, pagos y lo relacionado con lo que dispone el literal d) de la cláusula 5.3

- Verificar el cumplimiento de Planes, Programas y Presupuestos aprobados por PETROECUADOR y el Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, para el año 2009, debiendo ser manejados en los términos del Contrato.
- Verificar el cumplimiento de las obligaciones contractuales en el período de explotación.
- Determinar que no se afecte a los Costos de Operación de PETROLERA ECUADOR, con los costos relacionados con servicios de transporte prestado a terceros y que se registren los ingresos obtenidos por el servicio prestado.
- Como resultado de la Auditoría se emitirán los siguientes documentos:
 - a) Informe Provisional de Auditoría
 - b) Acta de revisión del Informe Provisional de Auditoría, misma que debe ser suscrita conjuntamente con los representantes de la Compañía.
 - c) Informe Final de la Auditoría con un Propósito Especial practicado a las Inversiones de Producción, Costos y Gastos de Extracción, Operación; y, Tasa de Servicio del año 2009.

3. CONOCIMIENTO DE LA EMPRESA Y SU NATURALEZA JURÍDICA

a) Objetivo de la Compañía

Según la cláusula 5.1, el objeto del Contrato es la Prestación de Servicios por parte de la Contratista a CEPE, (hoy PETROECUADOR) para la exploración de hidrocarburos y la explotación de petróleo descubierto en el área del Contrato, invirtiendo capitales y utilizando equipos, maquinarias y tecnología necesaria para su cumplimiento, cuyos Costos, Gastos, Inversiones y Tasa de Servicios, serán reembolsados por PETROECUADOR, en base a la cláusula 6.3.1 del Contrato.

b) Base Legal

La Compañía, PETROLERA ECUADOR suscribió con PETROECUADOR un Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en PETROLERA ECUADOR de la Región Amazónica, el 16 de junio de 1988, el mismo que fue inscrito en el Registro de Hidrocarburos el 15 de julio de 1988 y modificado mediante Escritura Pública del 20 de junio de 1996 e inscrito el 9 de julio del mismo año, hasta 20 años prorrogables de acuerdo a los intereses del Estado, previa a la aprobación del Plan de Desarrollo y de la declaratoria de comercialidad de los yacimientos efectuado mediante Resolución No. 059-CAD-95 del 8 de marzo de 1995 del Consejo de Administración; y, con Acuerdo Ministerial No. 265 del 24 de abril del mismo año, por el Ministerio de Energía y Minas (actualmente Ministerio de Recursos Naturales no Renovables).

Para la ejecución del contrato y desarrollo de las diferentes actividades, la Compañía debe sujetarse a la siguiente normativa aplicable al mismo:

- Ley de Hidrocarburos R.O. 711 (15-11-1978), y sus reformas.
- Ley 101 R.O. 306 (13-08-1982).
- Ley 8, R.O. 277 (23-09-85).
- Ley de CEPE (R.O.641-18- 09-1974 y sus reformas).
- Ley 102 R.O. 306 (13-08-1982)
- Ley de Impuesto a la Renta R.O 305 (8-09-1971), sus reformas y su Reglamento.
- Código Tributario R.O.958 (23-12-1978).
- Decreto Ejecutivo 1491 Mediante el cual se expide el Reglamento para la Aplicación de la Ley 101, promulgada en el R.O. 427 (7-02-1983).
- Decreto Ejecutivo 1770 R.O. 509 (8-06-1983).
- Decreto Ejecutivo 1501 R.O. 428 (08-06-1983).
- Reglamento de Contabilidad aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, expedido mediante Decreto Ejecutivo 1772 R.O. 512 (13-06-1983), y las reformas de aplicación del mismo expedidas en el Acuerdo Ministerial 647 R.O. 933 (12-05-1992).
- Reglamento Codificado del Sistema Especial de Licitación. R.O. 130 (22-02-1985).
- Bases de Contratación para los Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, expedidas mediante D.E. 1747. R.O. 1416 (15-04-1986), reformado por el D.E. 2370 R.O. 557 (5-11-86).
- Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas Acuerdo Ministerial No. 389 del 16 de

4. PRINCIPALES ACTIVIDADES REALIZADAS POR LA COMPAÑÍA EN EL AÑO 2009

Mediante Oficio No. 259-ACPT-T-F-2009, del 30 de abril de 2009, el Jefe de la Unidad de Administración de Contratos Petroleros de PETROECUADOR, transcribe el contenido de la Resolución No. 048-CAD-2009-03-11, al amparo de lo previsto en el Art. 31 literal k) de la Ley de Hidrocarburos y de los Arts. 13 y 65 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas vigente, expedido mediante Acuerdo Ministerial No. 389 publicado en el Registro Oficial No. 671 de septiembre 26 del 2002, en concordancia con el Art. 6 del Estatuto Orgánico por Procesos del Ministerio de Energía y Minas, contenido en el Acuerdo Ministerial No. 391 publicado en el Registro Oficial No. 685 de octubre 17 del 2002, se aprobó el Presupuesto de Costos y Gastos e inversiones para el año 2009; y, el Consejo de Administración de PETROECUADOR, mediante Resolución No. 2009-11-24 resuelve: negar la reforma del programa y presupuesto de inversiones de producción del año 2009 de la Compañía PETROLERA ECUADOR .

REACONDICIONAMIENTO Y SERVICIOS DE POZOS

La campaña de reacondicionamientos empezó en mayo del 2009 realizando los siguientes trabajos:

- En Villano A: V-16st4 reacondicionamiento No. 2 se bajó un nuevo equipo BES; V-3st2 reacondicionamiento No. 11 se bajo un equipo BES;
- V-13Hst2 reacondicionamiento No. 5 se baja nuevo equipo BES; V-2 reacondicionamiento No. 8 se saca el equipo BES, se realiza tapón balanceado de la zona productora, disparo con TCP, y fracturamiento;

MATERIALES Y LOGÍSTICA

Se ejecuta el movimiento del taladro de Petrex que será utilizado para la operación de los pozos en Villano B. Para la realización de la operación de servicio aéreo continuaron operando con dos naves, bajo contrato de servicio con Aeromaster responsable de la provisión de un helicóptero Bell 212 matrícula HC-CHD y el Ski Crane Sikorsky con matrícula HC-CEN.

MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y RELACIONES COMUNITARIAS

Se remitió trimestralmente informes de monitoreo ambiental al Ministerio del Ambiente de acuerdo al Plan de Manejo Ambiental actualizado para la fase de desarrollo y producción del campo Villano cumpliendo con los planes para descargas de agua y recursos hídricos, emisiones al aire, biorremediación de sueldos, monitoreo de fauna, seguimiento de la revegetación, inspección de tanques y simulacros contra derrames de petróleo.

5. PRINCIPALES POLÍTICAS, PRÁCTICAS CONTABLES Y FINANCIERAS.

Los Estados de Inversiones, Costos y Gastos de Operación y Tasa de Servicios, están preparados de acuerdo a lo que determina el Reglamento de Contabilidad Aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios, para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos y las Normas de aplicación del mismo.

El sistema contable que utilizó PETROLERA ECUADOR fue el ORACLE E-BUSINESS SUITE 11 a través del cual se generan los Balances Financieros, Mayores, Diarios, Sistemas de Pagos a Proveedores, Control de Inventarios y Compras.

Para efectos de reportes a las entidades gubernamentales en el Ecuador, la contratista presenta su información contable sobre la base de lo dispuesto por la Ley de Hidrocarburos, aunque remite las transacciones en idioma inglés, incumpliendo con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos en el Art. 31 literal m) y el Artículo 67 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

6. PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y TRANSPORTE DE CRUDO

Según el Informe anual de actividades, la producción fiscalizada neta de PETROLERA ECUADOR fue de 7.256.636,51 barriles en el año 2009 (los datos fueron tomados del Informe Anual de Actividades ya que hasta la presente fecha, no se cuenta con la producción fiscalizada de la Agencia de Regulación y control).

7. PERSONAL DE LA COMPAÑÍA

Al 31 de diciembre del 2009 la compañía contaba con 320 empleados nacionales, y 5 expatriados que realizan funciones de dirección; para la ejecución de las perforaciones fueron contratados temporalmente 5 extranjeros.

8. PUNTOS DE INTERÉS PARA AUDITORÍA

Para la ejecución de la auditoría, los principales puntos de interés constituyen:

- Adecuada utilización del Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios, y normas ecuatorianas e internacionales de contabilidad.
- Pago de las contribuciones establecidas en la cláusula 13.4, 13.5, 13.7 del Contrato
- Seguros (Cláusula 8.2 del Contrato) y Art. 28 de la Ley de Hidrocarburos
- Reembolsos de PETROECUADOR
- Utilización de las Provisiones.
- Ingresos por Servicios de Transporte de crudo brindado a terceros, que se encuentren debidamente registrados.

9. RECURSOS HUMANOS

- Supervisor
- Jefe de Equipo
- Auditores

10. RECURSOS MATERIALES

Suministros de oficina necesarios para el desarrollo del examen especial.

11. MOVILIZACIÓN

El equipo de auditoría necesitará trasladarse a la Región Amazónica, con el objeto de verificar las inversiones realizadas por la compañía PETROLERA ECUADOR, del año 2009, para lo cual se requerirá oportunamente los viáticos respectivos.

12. TIEMPO ESTIMADO

Para la ejecución de esta Auditoría, se considera 90 días, plazo que está sujeto a variaciones dependiendo de varios factores y facilidades que preste la compañía, en el transcurso del trabajo. Dejamos constancia que la Compañía entregó los documentos y Mayores Auxiliares de Inversiones, Costos y Gastos clasificados a nivel de rubros.

Atentamente,

SUPERVISORA

JEFE DE EQUIPO

MEMORANDO No.

PARA : COORDINADOR DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS
DE : JEFE DE EQUIPO
ASUNTO : ENTREGA DE DOCUMENTACIÓN EMPRESA PETROLERA
PRIVADA DEL AÑO 2009
FECHA : 05 de enero del 2010

Por medio de la presente se informa al equipo de auditoría que se inicia el examen especial a los ingresos, inversiones, costos y gastos; designando al equipo de auditoría para la realización del mismo por lo que cada auditor recibirá el memo indicando el día en que se empezará la fiscalización a la empresa petrolera privada. Adjunto al presente, sírvase encontrar, la siguiente documentación de la compañía del año 2009

- Estados financieros de inversiones, de Costos y Gastos del año 2009
- Inventarios de Propiedad, Planta y Equipo depreciables año 2009
- Inventario de Bienes, Equipos e Instalaciones amortizables y materiales año 2009.
- Declaración del Impuesto a la Renta de año 2009
- Cálculo de la Amortización del año 2009
- Informe de Auditores Independientes año 2009
- Un CD con los Informes de Inversiones, Costos y Gastos del año 2009

Atentamente,

JEFE DE EQUIPO

PETROLERA ECUADOR

**ESTADOS DE ACTIVOS Y PASIVOS
31 DE DICIEMBRE DEL 2009 Y 2008**

(Expresados en dólares estadounidenses)

ACTIVO	2009	PASIVO V PATRIMONIO	2009
ACTIVO CORRIENTE		PASIVO CORRIENTE	
Caja y bancos	122,240	Proveedores y otros	18,429,956
Cuentas por cobrar		Pasivo corto plazo	
PETROECUADOR	41,863,966	Compañías relacionadas	3,887,967.00
Casa Matriz y compañías relacionadas	83,506,603	PETROQUIM	4,256,118.00
Otros	661,540	PETROECUADOR	6,023,794
	<u>126,154,349</u>		14,167,609
(-)Gastos pagados por anticipado	26,787	Pasivos acumulados	
		Beneficios sociales	17,934,171
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	<u>126,181,136</u>	Impuestos por pagar	14,651,970
		Ingresos Anticipados	
INVENTARIOS	9,556,135	Total del pasivo corriente	65,183.71
ACTIVOS FIJOS	11,473,138		
INVERSIONES DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN POR CUENTA DE PETROECUAC	149,655,999	PASIVO LARGO PLAZO	
OTROS ACTIVOS	69,689	PETROQUIM	8,707,326
		Empleados	728,278
TOTAL ACTIVOS	<u>296,936,097</u>	PATRIMONIO	<u>222,316,787</u>
		TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	<u>296,936,097</u>

REPRESENTANTE LEGAL

GERENTE FINANCIERO

PETROLERA ECUADOR
ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS
TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009
(Expresados en dólares estadounidenses)

	2009
<u>Ingresos</u>	
Tasa de servicios	115,079,321
Servicio de transporte de crudo	3,626,627
	<u>118,705,948</u>
 <u>Gastos</u>	
No reembolsables	455,644)
Gastos operativos (servicio de transporte de crudo)	(3,870,617)
Gravamen a la actividad petrolera	-
	<u>(4,326,261)</u>
 Utilidad antes de participación de los trabajadores en las utilidades y del impuesto a la renta	114,379,687
Participación de los trabajadores en las utilidades	(17,156,953)
Impuesto a la renta	(43,258,976)
Investigación tecnológica (1%)	(541,711)
Utilidad neta del año	<u>53,422,047</u>

Representante Legal
Financiero

Gerente

PETROLERA ECUADOR
ESTADO DE INVERSIONES
DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009
(Expresado en dólares americanos)

CODIGO	DESCRIPCION	AÑO 2009
	INVERSIONES DE PREPRODUCCION	88,344,792.23
	INVERSIONES DE DESARROLLO	432,022,120.00
	INVERSIONES DE EXPLORACION ADICIONAL	14,965,243.76
	INVERSIONES DE PRODUCCION	
D.1.	PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO (AL 31-12-2005)	
D.1.1	COSTOS INTAGIBLES:	139,053,712.00
D.1.1.1	PREPARACIÓN DE SITIO DE PERFORACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE VÍAS DE ACCESO A LOS POZOS, MOVILIZACIÓN, ETC.	64,787,907.18
D.1.1.2	TRANSPORTE AÉREO, FLUVIAL, MARÍTIMO Y TERRESTRE DE PERSONAL EQUIPO, MATERIALES Y VITUALLAS	16,818,707.34
D.1.1.3	GASTOS DE MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACION DE BIENES Y SERVICIOS DE ALIMENTACIÓN	1,176,001.27
D.1.1.4	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN, APOYO Y OPERATIVO EN LA ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN	2,901,413.72
D.1.1.8	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	3,517,823.59
D.1.1.12	GASTOS GENERALES ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD	2,114,915.54
D.1.2	COSTOS TANGIBLES DE PERFORACIÓN	11,386,655.09
D.1.6	SERVICIOS DIRECTOS/INDIRECTOS CORRESPONDIENTE A CASA MATRIZ	
	SUBTOTAL PERFORACION DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO	241,757,135.73
D.5.	OTROS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE	
D.5.1.2	ACTIVOS FIJOS NO CONTROLABLES	35,912,848.66
	SUBTOTAL OTROS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE	35,912,848.66
	TOTAL INVERSIONES DE PRODUCCIÓN	277,669,984.39
	TOTAL INVERSIONES	813,002,140.38

**PETROLERA ECUADOR
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
VEHÍCULOS:300101**

REF. #	FACTURA No.	PROVE E	PET EC. No.	DESCRIPCION	PLACA	UBICACI	LUGAR	PISO	VALOR ADQUIS	FECHA EN SERVICIO
				VEHICULOS EN QUITO						
H-	002540	MORIS	0010	MONTERO 355 MITSUBISHI	PWV-	QUITO	VENDI		4	Mar-01
H-	000074	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATHFINDER, MOTOR	PXA-	QUITO	VENDI		37,590.0	Jun-01
H-	000132	VALLE	0010	CHEVROLET TROOPER, ROJO VINO	PXM-	QUITO	VENDI		36,403.0	Oct-01
H-	000131	VALLE	0010	CHEVROLET TROOPER, GRIS PLATA	PXM-	QUITO	VENDI		36,403.0	Oct-01
H-	000316	CASA	0010	TOYOTA LAND CRUISER ST. WAGON	PXW-	QUITO	VENDI		56,000.0	Dec-01
H-	000267	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATHFINDER,	PFI-	QUITO	EDIFICI	SEGUR	40,500.0	May-03
H-	000331	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATHFINDER BEIGE	PII-	QUITO	EDIFICI	GEREN	36,002.4	Feb-04
H-	000345	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATHFINDER PLATA	PIG-	QUITO	EDIFICI	ADMIN	36,002.4	Mar-04
H-	000331	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATHFINDER BEIGE	PIH-	ORIEN	CPF	OPERA	36,002.4	Feb-04
H-	000169	MOSU	0013	MON TERO MITSUBISHI 2006 BEIGE	POX-	QUITO	EDIFICI	GEREN	49,990.0	Dec-05
H-	005069	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATROL PLATA	POG-	QUITO	EDIFICI	ADMIN	55,200.0	Jun-05
H-	005015	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATHFINDER GRIS	POF-	QUITO	EDIFICI	GEREN	36,470.4	Jul-05
H-	000236	CASA	0019	JEEP FORTUNER PLATEADO 2008	PBD-	QUITO	EDIFICI	PROCU	49,990.0	Sep-08
H-	000885	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN PATROL PLATA	PDA-	QUITO	EDIFICI	ADMIN	72,000.0	Oct-08
H-	000315	CASA	0020	JEEP TOYOTA FORTUNER NEGRO	PBL-	QUITO	EDIFICI	SEGUR	49,990.0	May-09
H-	000318	CASA	.	JEEP TOYOTA FORTUNER BLANCO	PBH-	QUITO	EDIFICI	ADMIN	49,990.0	Jun-09
H-	000318	CASA	0020	JEEP TOYOTA FORTUNER NEGRO	PBH-	QUITO	EDIFICI	FINAN	49,990.0	Jun-09
H-	L00268	AUTO	0009	LAND ROVER DEFENDER 110, 1997,	SBC-	QUITO	BODEG	PANAL	30,481.8	Mar-98
H-	000498	AUTO	NEOX0	JEEP NISSAN Pathfinder 2005, MT:	PIN-	QUITO	EDIFICI	RECUR	36,470.4	Jun-05
H-	001222	MOSU	0018	JEEP MONTERO MITSUBISHI 2008	SBD-	QUITO	EDIFICI	GEREN	46,990.0	Oct-07
				VEHICULOS EN EL ORIENTE						
X-7	7677	CASA	0000	BUS TOYOTA COASTER BLANCO	PVN-	ORIEN	CPF	CAMPA	45,950.0	Apr-99
H-	F11506	AUTO	0000	FORD E350 CARGO VAN, 1999,	SBC-	ORIEN	CPF	MEDIC	38,936.3	Mar-99
X-	000369	QUITO	0000	CAMIONERA FORD-350 BLANCO 1999,	SBC-	ORIEN	CPF	MECA	32,094.4	Apr-99
X-	000374	QUITO	0000	CAMIONETA FORD-450 BLANCO 1999,	SBC-	ORIEN	CPF	WELDE	35,017.6	Apr-99
X-	000368	QUITO	0000	CAMIONETA FORD-350 BLANCO	SBC-	ORIEN	BAEZA	OPERA	28,700.0	Apr-99
H-2		SKIOD	0000	TOYOTA LAND CRUISER 1997,	PSS-	ORIEN	CPF	SUPER	42,738.5	May-97
X-9	000372	QUITO	0000	CAMIONETA FORD-350 4X4, BLANCO	SBC-	ORIEN	CPF	COMU	30,765.8	Apr-99
X-8	000371	QUITO	0000	CAMIONETA FORD-350 4X4, BLANCO	SBC-	ORIEN	CPF/SA	PRODU	28,700.0	Apr-99
H-	0168	MORIS	0000	CAMIONETA MITSUBISHI L200,	PTN-	ORIEN	CPF	OPERA	15,347.5	Apr-98
H-	0170	MORIS	0009	CAMIONETA Mitsubishi, L200, 1998,	PTN-	ORIEN	CPF	AVIACI	15,347.5	Apr-98
X-	000370	QUITO	0009	CAMIONETA FORD-350 4X4,	SBC-	ORIEN	CPF/SA	ELECT	28,700.0	Apr-99
H-	000316	CASA	0010	TOYOTA LAND CRUISER ST. WAGON	SBC-	ORIEN	CPF	CAMPA	56,000.0	Dec-01
H-	000940	COME	BOO	CAMIONETA MAZDA BLANCO, PICK-	PYC-	ORIEN	CPF	SEGUR	21,973.5	Apr-02
H-	01340	COME	BOO	CAMIONETA MAZDA BLANCO PICK	PYT-	ORIEN	CPF	SEGUR	21,973.5	Aug-02
H-	02097	QUITO	0011	CAMIONETA FORD BLANCO MT	PYY-	ORIEN	CPF	CAMPA	23,808.0	Oct-02
H-	02099	QUITO	0011	CAMIONETA FORD BLANCO MT	PYY-	ORIEN	CPF	ELECT	24,130.0	Oct-02
H-	-	QUITO	0012	CAMIONETA FORD BLANCO CH	SBC-	ORIEN	CPF	SUPER	24,080.0	Feb-04
H-	000386	QUITO	0012	CAMIONETA FORD BLANCO CH	SBC-	ORIEN	CPF	SUPERVISOR		Feb-04
H-	000383	QUITO	0012	CAMIONETA FORD AZUL CH	SBC-	ORIEN	SHELL	SEGUR	24,080.0	Feb-04
H-	000383	QUITO	0012	CAMIONETA FORD AZUL CH	SBC-	ORIEN	ARCHI	SEGUR	24,080.0	Feb-04
H-	000527	VALLE	0012	JEEP TRAILBLAZER AZUL MT	SBC-	ORIEN	CPF	CAMPA	40,735.0	Feb-04
H-	000412	QUITO	0012	CAMIONETA FORD 2004 RANGER	NASBC	ORIEN	SHELL	RELACIONES		Mar-04
H-	000412	QUITO	0012	CAMIONETA Ford 2004 RANGER XLT	SBC-	ORIEN	CPF	INSTR	24,080.0	Mar-04

**PETROLERA ECUADOR
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
VEHÍCULOS:300101**

RE F. #	FACT No.	PROVEED	PET EC.	DESCRIPCION	PLACA	UBICACION	LUGAR	PISO	VALOR ADQUIS	FECHA SERV.
H-84	0004200	QUITO MOTORS	001254	CAMIONETA Ford 2004 Ranger	ESCBACB-19N2A7	ORIENTE	CPF	PIPELIN E-	24,080.00	Apr-04
H-80	0004367	AUTOMOTORES Y A	NEOX0015S11	Furgoneta NISSAN motor:KA2484413	SBC-991	ORIENTE	CPF	CAMPAMENT	24,500.00	Dec-04
H-85	0007232	TEOJAMA COMERCI	AL001546	CAMION HINO THEVD20H650002	SBD-040	ORIENTE	CPF	MATERIALES	30,184.00	May-05
H-85	002296	ESMETAL	001546	PLATAFORMA CAMION HINO	SBD-040	ORIENTE	CPF	MATERIALES	3,651.20	Sep-05
H-88	8736	PEXI	001272	Ford F-350 Crew 1FTWW31Y66EA	SBD-150	ORIENTE	CPF	MANTE NIMIE	40,541.47	Jul-05
H-93	05174	AUTOM	NEOX0015S0	CAMIONETA FRONTIER	SBD-017	ORIENTE	CPF	SEGURIDAD	23,567.99	Aug-05
H-94	05364	AUTOMOA	NEOX0019S1	CAMIONETA FRONTIER	ONBG-224	ORIENTE	BAEZA	SEGURIDAD	23,568.00	Oct-05
H-95	05534	AUTO	NEOX0018S0	CAMIONETA FRONTIER	SBD-093	ORIENTE	CPF	SUPERVISOR	23,568.00	Dec-05
H-97	006002	AUTOMOTORE	NEOX0017S8	CAMIONETA FRONTIER	ICSOBD-123	ORIENTE	TENA	PIPELINE	25,515.00	May-06
H-98	006375	AUTOMOTORE	NEOX0019S1	CAMIONETA FRONTIER	NBG-261	ORIENTE	BAEZA	SEGURIDAD	24,480.00	Sep-06
H-99			001851	CAMIONETA FRONTIER	SLIBCD0-152	ORIENTE	CPF	SEGURIDAD	24,480.00	Nov-06
H-100	0001447	QUITO MOTOR	001625	CAMIONETA FRONTIER	SBD-197	ORIENTE	CPF	BODEGA	40,490.00	Jul-07
H-102	0008118	AUTOMOTORE	NEOX0018S6	CAMIONETA FRONTIER	NBG-324	ORIENTE	TENA	SEGURIDAD	24,462.50	Dec-07
H-105	001956	QUITO	002013	CAMIONETA FRONTIER	SBD-268	ORIENTE	BAEZA	OPERACIONE	50,430.30	Jul-08
H-107	0019867	MOSUMI	001993	BUSETA VINO 2009 MT.	SBD-280	ORIENTE	CPF	CAMPAMENT	58,990.00	Sep-08
				PROVISION COMPRAS AÑO					59,990.00	Dec-09
				VEHICULO PESADO						
H-49	26	BROOKER	000052	CRANE, 1982 GROVE RT-755 - S/N 50513 MD 3837 (GRUA)		ORIENTE	VILLANO B	MATERIALES	1 79,500.00	Sep-98

**PETROLERA ECUADOR
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
MUEBLES DE OFICINA CODIGO: 3601**

REF .#	FACT URA	PROV EEDO	PET EC.	DESCRIPCION	UBICACION	LUGAR	PISO	VALOR ADQ.	FECHA
					QUITO	EDIFICIO	OFICINA		
1	S/N	vari	000273	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA		
1	S/N	vari	000749	ARCHIVADOR METÁLICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	318.13	Mar-89
1	S/N	vari	000570	ARCHIVADOR METÁLICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	318.13	Mar-89
1	S/N	vari	000264	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	366.20	Mar-89
1	S/N	vari	000748	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	261.99	Mar-89
1	S/N	vari	000833	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	262.28	Mar-89	
1	S/N	vari	000262	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	366.20	Mar-89
1	S/N	vari	000590	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	261.99	Mar-89
1	S/N	vari	000887	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	154.85	Mar-89
1	S/N	vari	001016	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	136.29	Mar-89
1	S/N	vari	000569	ARCHIVADOR METALICO	QUITO	EDIFICIO	OFICINA		
1	S/N	vari	000975	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	130.93	Mar-89
1	S/N	vari	001005	ARCHIVADOR METALICO, 2	QUITO	EDIFICIO	OFICINA		Mar-89
1	S/N	vari os	000281	ARCHIVADOR METÁLICO BEIGE, ATU, PEQUEÑO, 4 GAVETAS	QUITO	EDIFICIO MATRIZ	OFICINA S	318.13	Mar-89
1	S/N	vari	000600	ARCHIVADOR METÁLICO	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	318.13	Mar-89
1	S/N	vari	000946	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA		
1	S/N	vari	000974	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	0.01	
1	S/N	vari	000263	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	136.29	Mar-89
1	S/N	vari	000746	ARCHIVADOR METALICO,	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	154.85	Mar-89
1	S/N	vari	000261	ARCHIVADOR ATU, PEQUEÑO	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	318.13	Mar-89
1	S/N	vari	000272	ARCHIVADOR ATU, PEQUEÑO	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	318.13	Mar-89
1	S/N	vari	000589	ARCHIVADOR ATU, PEQUEÑO	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	318.13	Mar-89
2	UIO-	MEGA		SILLA MILAN S/APOYA	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	81.23	Oct-95
4	01865	MEGA		ARCHIVADOR LATERAL 2	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	417.89	Oct-96
9	2336	MEGA		MEGA ARCHIVOS	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	13,162.39	Nov-97
10	2335	MEGA		MEGA ARCHIVOS	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	23,034.76	Nov-97
14	2298	MEGA		MUEBLES VARIOS	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	5,623.41	Nov-97
13	2297-	MEGA		MUEBLES VARIOS	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	15,416.82	Nov-97
26	247	MUEBL	001005	MESA DE MADERA	ORIENTE	CPF	OFICINA	101.91	Nov-97
26	247	MUEBL	000577	MESA PARA IMPRESORA	ORIENTE	CPF	OFICINA	142.21	Nov-97
34	346	MUEBL	000594	ARCH. PARA PLANOS Y	ORIENTE	CPF	ADMINIS	N	Apr-98
36	2656	MEGA	000889	MESA CONFERENCIA	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	1,032.63	Sep-98
16	2440	MEGA		ANAQUEL	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	872.61	Mar-98
16	2444	MEGA		ANAQUEL	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	1,007.87	Mar-98
17	2437	MEGA		BIBLIOTECA FORM	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	2,222.91	Apr-98
20	1737	MEGA		MUEBLES VARIOS	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	12,326.78	May-98
28	01327	VITRIN	A	50 CUERPOS DE ESTANTERIA -	ORIENTE	CPF	MATERIA	4,104.38	Nov-99
30	00271	MEGA	000892	DOS BIBLIOTECAS ALTAS	QUITO	EDIFICIO	OFICINA	804.03	Nov-98

**PETROLERA ECUADOR
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
EQUIPO DE OFICINA CODIGO: 203001**

EF. #	FACT No.	NOMBRE PROVEED	PET EC.	DESCRIPC I	MARC	MODE	SERIE	UBICACI	LUGAR	PISO	VALOR ADQUI	FECHA EN
5	00344	SAFE	0004	CAJA FUERTE		GRIS,		QUITO	EDIFICIO	GERENCI	627.91	Sep-88
2	510-1	BISNEES	0004	CALCULADORA	CANON	P124-D	2K08717-	QUITO	EDIFICIO	FINANZ	136.88	Mar-89
2	510-1	BISNEES	0013	CALCULADORA	CANON	P124-D	1214835	QUITO	EDIFICIO	FINANZ	136.88	Mar-89
2	510-1	BISNEES	0003	CALCULADORA	CANON	P124-D	2K08721	QUITO	EDIFICIO	FINANZ	136.88	Mar-89
2	510-1	BISNEES	0006	CALCULADORA	CANON	P124-D	2K04808	QUITO	EDIFICIO	FINANZ	136.87	Mar-89
			0006	CALCULADORA	CASIO	DR-220	1501606	QUITO	EDIFICIO	FINANZ		
			0004	CALCULADORA	CASIO	DR-	620S446	QUITO	EDIFICIO	GERENC		
1	0970	XEROX	0005	MAQUINA DE	BROTH	320	B8626049	QUITO	BODEG	GERENC		
1	0970	XEROX	0004	MAQUINA DE	XEROX	6015	42C03285	QUITO	EDIFICIO	GERENC	935.00	Mar-89
7	1075	FORWARDE	0016	TELEVISOR	SONY	2140	KV20TSE	QUITO	EDIFICIO	GERENC	784.09	Jan-91
18	7515	FIRMESA	A275	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	PROCUR	264.53	Sep-97
18	7515	FIRMESA	0006	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	OPERACI	264.53	Sep-97
18	7515	FIRMESA	0006	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	SEGURI	264.53	Sep-97
18	7515	FIRMESA	0003	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	GERENC	264.53	Sep-97
18	7515	FIRMESA	0004	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	PERFOR	264.53	Sep-97
18	7515	FIRMESA	0004	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	PROCUR	264.52	Sep-97
18	7515	FIRMESA	A285	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	TESORE	264.52	Sep-97
18	7515	FIRMESA	A282	REGULADOR	NIVELI	2000	15A-20-	QUITO	EDIFICIO	GERENC	264.52	Sep-97
28	27965	DATAPRO	0008	FAX	CANON	UXM-	UXM-	ORIENTE	CPF	MEDIO	1,194.16	Nov-97
35	0417	CLEPSIDRA	0003	DESTRUCTOR	EBA	2026S		QUITO	EDIFICIO	PROCUR	3,179.00	Jul-98
37	EQQ-	XEROX	0000	COPIADORA DE	XEROX	X-3030	1HE0297	ORIENTE	CPF	OPERACI	8,800.00	Oct-98
39	33521	DATAPRO	0001	CALCULADORA	CANON	P120D	641270	ORIENTE	CPF	MATERI	52.80	Nov-98
39	33521	DATAPRO	0001	CALCULADORA	CANON	P120D	641271	ORIENTE	CPF	MATERI	52.80	Nov-98
39	33521	DATAPRO	0001	CALCULADORA	CANON	P120D	641273	ORIENTE	CPF	MATERI	52.80	Nov-98
41	002473	COMPUIMA	0001	RETROPROYEC	3M	9100	1182785	ORIENTE	CPF	TALLER	517.00	Oct-98
41	002473	COMPUIMA	0001	RETROPROYEC	3M	9100		ORIENTE	VILLAN	CONTRO	517.00	Oct-98
41	002473	COMPUIMA	0001	PROYECTOR	KODAK	4200	104761	ORIENTE	CPF	TALLER	484.00	Oct-98
41	002473	COMPUIMA	0002	PROYECTOR DE	INFOCU	LITE	2VW8350	ORIENTE	CPF	OPERACI	5,830.00	Oct-98
42	000143	SISAEI	0009	MONITOR	MRL	360	40009	ORIENTE	CPF	MEDICO	6,479.00	Jun-99
43	000844	OFFIMATIC	0002	RETROPROYEC	PORTA	9700	576760	ORIENTE	CPF	DOCUM	1,320.00	Sep-99
44	033420	DATAPRO	0001	FAX	CANON	4000	UYJ	ORIENTE	CPF	MATERI	1,178.32	Nov-98
45	0999	COMANDA	0002	TELEVISOR	SONY	KV14R	4045208	ORIENTE	BAEZA	DORMIT	332.84	Sep-98
45	0999	COMANDA	0002	TELEVISOR	SONY	14R-20	4042627	ORIENTE	CPF	MATERI	332.84	Sep-98
45	0999	COMANDA	0001	TELEVISOR	SONY	21SE 40		ORIENTE	CPF	GIMNASI	433.75	Sep-98
45	0999	COMANDA	0009	TELEVISOR	SONY	21RS	4009315	ORIENTE	CPF	MATERI	433.75	Sep-98
45	0999	COMANDA	0001	VHS	SONY	L67 HF	316284	ORIENTE	CPF	COMUNI	296.23	Sep-98
45	0999	COMANDA	0001	VHS	SONY	L67 HF		ORIENTE	CPF	COMUNI	296.23	Sep-98
45	0999	COMANDA	0001	VHS	SONY	L67 HF	300615	ORIENTE	VILLAN	SALA DE	296.24	Sep-98
46	0002799	SOC.	A000	RETROPROYEC	APOLL	ECLIPS	97061258	QUITO	EDIFICIO	SISTEMA	406.55	Feb-98
46	0002799	SOC.	A000	PANTALLA DE	-	-	-	QUITO	EDIFICIO	SISTEMA	312.05	Feb-98

PETROLERA ECUADOR
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
EQUIPO DE COMUNICACIÓN: CODIGO:3650-3654

REF #	INVOICE	PROVEEDOR	PET EC No.	DESCRIPCION	MARCA	SERIE	UBICACION	LUGAR	PISO	VALOR ADQ.	FECHA SRVIC
C 21	743	PPLIED	S.	TAPE BACK UP	ADS	CX53	QUITO	EDIFICI	PIS	3,973.00	
C 23	160	CISCO	A019	RUTEADOR	CISCO	36408	ORIENTE	CPF	BOD	3,450.28	May-97
C 24	160	CISCO	A019	RUTEADOR	CISCO	CAH0	ORIENTE	CPF	BOD	3,565.85	May-97
C 25	102	TRI-TEK	UBIC	LARSCOM		28511	ORIENTE	CPF	BOD	4,025.44	May-97
C 25	102	TRI-TEK	UBIC	LARSCOM		28516	ORIENTE	CPF	BOD	4,025.45	May-97
C 27	155	CISCO		RUTEADOR	CISCO	26200	QUITO	EDIFICI	IMP	7,490.52	Apr-97
C 29	167	CISCO	UBIC	WAN		04584	ORIENTE	CPF	BOD	1,137.50	Jul-97
C 29	167	CISCO	UBIC	WAN		05562	ORIENTE	CPF	BOD	1,137.50	Jul-97
C 31	266	DIGINE	0008	ACCESS			QUITO	EDIFICI	PIS	28,520.53	Jul-97
C 33	306-	ANIXTE	A019	HUB	BAYST	SMA	ORIENTE	CPF	CLA	1,153.00	Aug-97
C 35	202	GRUEIN	UBIC	DIGITAL LINE			QUITO	EDIFICI	SIST	1,616.62	Oct-97
C 35	202	GRUEIN	UBIC	ANALOGUE			QUITO	EDIFICI	SIST	1,847.56	Oct-97
C 36	201	GRUEIN	0008	SISTEMA	MERID		QUITO	EDIFICI	SIST	67,619.08	Oct-97
C 37		FILANBA	0008	IMPUESTO	MERID		QUITO	EDIFICI	SIST	666.94	Nov-97
C 40	306-	ANIXTE	0008	HUB	BAYST	SBAY	ORIENTE	VILLAN	CUA	1,100.29	Nov-97
C 42	692	MICROL	0007	MODEM	US	40X0	QUITO	EDIFICI	SIST	159.50	Nov-97
C 42	692	MICROL	0007	MODEM	US	20X0	QUITO	EDIFICI	SIST	159.50	Nov-97
C 42	692	MICROL	0007	MODEM	US		QUITO	EDIFICI	SIST	159.50	Nov-97
C 42	692	MICROL	0008	MODEM	US		QUITO	EDIFICI	SIST	159.50	Nov-97
C 43	MP	MICRON	0010	TELEFONO	INMAR	S/N	QUITO	SISTEM	BOD	2,900.00	Nov-97
C 43	MP	MICRON	0010	TELEFONO	INMAR	S/N	QUITO	EDIFICI	SIST	2,900.00	Nov-97
C 43	MP	MICRON	0009	TELEFONO	INMAR	S/N	QUITO	EDIFICI	SIST	2,900.00	Nov-97
C 45	179	CISCO	0008	RUTEADOR	CISCO	25024	ORIENTE	CPF	BOD	3,006.84	Dec-97
C 47	223	GRUEIN	0008	TARJETA			QUITO	EDIFICI	SIST	2,102.10	Jan-98
C 47	223	GRUEIN	0008	3 TELEFONOS			QUITO	EDIFICI	SIST	1,126.12	Jan-98
C 47	223	GRUEIN	0008	2 TELEFONOS			QUITO	EDIFICI	SIST	492.03	Jan-98
C 48	189	CISCO	0001	RUTEADOR	CISCO	36202	QUITO	EDIFICI	SIST	10,731.16	Mar-98
C 49		GRUEIN	0008	TARJETA			QUITO	EDIFICI	SIST	5,946.60	Apr-98
C 50	305	CISCO	0008	RUTEADOR	CISCO	36404	QUITO	EDIFICI	SIST	11,209.89	Apr-99
C 52	243	GRUEIN	0008				QUITO	EDIFICI	SIST		
C 52	243	GRUEIN	0008	OPCION 11C			QUITO	EDIFICI	SIST	4,561.70	Jun-98
C 52	243	GRUEIN	0008	BIX MDF EXP			QUITO	EDIFICI	SIST	291.50	Jun-98
C 52	2430	GRUEIN	00086	TARJETA			QUITO	EDIFICI	SIST	6,606.60	Jun-98

PETROLERA ECUADOPROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
EQUIPO DE COMPUTACIÓN:
CÓDIGO:3622-1301-02-10000000-001-005

REF No.	FACTUR A No.	PROVEED	EQUIPO	MARCA	MODELO	SERIE	UBICACION	LUGAR	PISO	VALOR	FECHA SERV.
3640-A-			UPS	UNINTE	1200VX	P89062799	QUITO	BODEGA	METR	8 62.65	Aug-89
3640-A-			UPS	UNINTE	1200VX	P89064104	ORIENTE	CPF	SANT	8 62.65	Aug-89
3640-A-			UPS	UNINTE	1200VX	P8810293	ORIENTE	SHELL	CALV	8 62.65	Aug-89
3640-A-	01-126672	COMPUCO	IMPRESO	EPSON	0020024532	0021047572	QUITO	BODEGA	METR	5 80.42	Mar-89
3640-A-	S/N	H.ADOLFO	UPS	UNINTE	1200VX	P89073975	ORIENTE	CPF	SIMO	1 ,699.81	Aug-89
3640-A-	00135	SUDAMER	UPS	TRIPP	BC-450		QUITO	BODEGA	METR	7 21.64	Mar-91
C 7	07887	MAC	UPS	EXIDE	1101808	BP431CO256	QUITO	EDIFICIO		3 ,025.00	Apr-92
3640-A-	2-02277	COMPSES	IMPRESO	H.PACK	LASER	4U	QUITO	BODEGA		GERENCIA	Aug-93
3640-A-	9631281	ABSOLUT	COMP	COMPA	LTE 5200	J609HQB875	QUITO	BODEGA	METR	6 ,909.88	May-96
3640-A-	9631281	ABSOLUT	BASE	COMPA	-	J607HOKIR3	QUITO	BODEGA	METR	-	May-96
3640-A-	9631847	ABSOLUT	COMP	COMPA	LTE.5100	J603HQU711	QUITO	BODEGA	METR	5 ,905.00	Nov-96
3640-A-	9631847	ABSOLUT	TECLAD	COMPA	RT6656TW	23N39FDOG	QUITO	EDIFICIO		2 14.75	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	TECLAD	COMPA	RT6656TW	23N39DZ251	QUITO	EDIFICIO		2 14.75	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	IMPRESO	HEWLE	LASER	5USSIBG089	QUITO	BODEGA	METR	3 ,253.00	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	IMPRESO	TEKTRO	PHASER	0B6B1171	QUITO	BODEGA	METR	5 ,910.00	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	MONITO	COMPA	462	541AA03AF1	QUITO	BODEGA	METR	2 29.00	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	MONITO	COMPA	462	605AA03AB9	QUITO	BODEGA	METR	2 29.00	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	CPU	COMPA	6638HVU5	86	QUITO	BODEGA	METR	2 ,181.00	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	TECLAD	COMPA	RT6656TW	23N39E00123	QUITO	BODEGA	METR	2 14.74	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	MONITO	COMPA	462	605AA03AB9	ORIENTE	CPF	SHEL	2 29.00	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	CPU	COMPA	PROSIGNI	5D06037HU	QUITO	BODEGA	METR	8 ,608.00	Nov-96
3640-A-	9631801	ABSOLUT	TECLAD	COMPA	RT6656TW	1GD39DH10	ORIENTE	CPF	SHEL	2 14.74	Nov-96
3640-A-	671-	ANIXTER	UPS	DELTEC	RST53I	A30112344	QUITO	BODEGA	METR	2 ,458.71	Dec-96
3640-A-	671-	ANIXTER	UPS	DELTEC	RST53I	A30112194	QUITO	BODEGA	METR	2 ,458.71	Dec-96
3640-A-	671-	ANIXTER	UPS	DELTEC	RST53I	A30112187	ORIENTE	SHELL	SISTE	2 ,458.71	Dec-96
3640-A-	671-	ANIXTER	BANCO	DELTEC	1K57-	5717	QUITO	BODEGA	METR	4 ,441.46	Dec-96
3640-A-	671-	ANIXTER	BATERIA	DELTEC	RS6RP1T	A30112496	QUITO	EDIFICIO		1 ,118.13	Dec-96
3640-A-	671-	ANIXTER	BATERIA	DELTEC	RS6RP1T	A30112692	QUITO	BODEGA	METR	1 ,118.13	Dec-96
3640-A-	671-	ANIXTER	BATERIA	DELTEC	RS6RP1T	A30112493	QUITO	BODEGA	METR	1 ,118.13	Dec-96
3640-A-	100550172	NCR	CPU	NCR	404-7300	49-31491597	QUITO	BODEGA	METR	1 9,096.44	Jul-97

**PETROLERA ECUADOR
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
HERRAMIENTAS CODIGO:3603**

F. #	FAC No.	PROVEED	DESCRIPCION	MARCA	MODELO	SERIE	UBICACION	PISO	VALOR ADQUISI	FECHA
			VEHICULOS EN QUITO				ORIENTE			
H-01	02309	CHRIS MARINE	RECTIFICADORA DE SELLOS (BRUÑIDO DE CAMISAS)	CHRIS MARINE	S / HR 80	02003 /01944		MANTEN.	2 7,841.00	Feb-09
H-02	00980	ECUATORIANA DE M	RECTIFICADOR A DE SUPERFICIES	ACRA	ASG-1020HS	0723073	ORIENTE	MANTEN.	1 9,992.00	Dec-09
			PROVISION COMPRAS AÑO 2009						2 6,029.92	

**PETROLERA ECUADOR
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
CUENTA: CÓDIGO203001 Diciembre 2009**

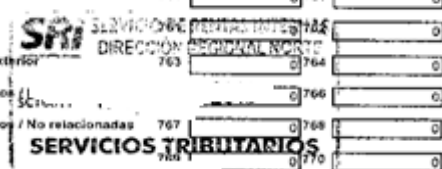
Código	Descripción	TOTAL ACTIVOS
203001-3510	Paneleria	1 10,624.87
203001-3601	Muebles	3 90,526.80
203001-3602	Equipo de Oficina	2 41,380.94
203001-3603	Herramientas	73,862.92
203001-3622	Equipo de Computación	1 ,448,726.82
203001-3651	Vehículos	2 ,306,114.06
203001-3652	Vehículos Pesados	1 ,085,958.80
203001-3654	Equipo de Comunicación	5 91,499.96
	TOTAL	6 ,248,695.17

FORMULARIO		DECLARACIÓN DEL IMPUESTO A LA RENTA Y PRESENTACIÓN			
191	DE BALANES FORMULARIO ÚNICO SOCIEDADES Y	No. FORMULARIO			
Resolución No.	ESTABLECIMIENTOS PERMANENTES				
NAC-DGER2008-1328					
99 IDENTIFICACIÓN DE LA DECLARACIÓN	(O) ORIGINAL - (S) SUSTITUTIVA	931	<input type="checkbox"/>		
AÑO 192 2009	No. FORMULARIO QUE SUSTITUYE	194	<input type="text"/>		
99 IDENTIFICACIÓN DEL SUJETO PASIVO	EXPEDIENTE	203	<input type="text"/>		
SUC 201 <input type="text"/>	212 <input type="text"/>				
OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DEL EXTERIOR EN EL EJERCICIO FISCAL (INFORMATIVO)					
Activo con partes relacionadas del exterior	011	83.582.278,70	Ingreso con partes relacionadas del exterior	013	<input type="text"/>
Activo con partes relacionadas del exterior	012	3.942.229,27	Egreso con partes relacionadas del exterior	014	<input type="text"/>
TOTAL OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DEL EXTERIOR (011 + 012 + 013 + 014)				015	87.527.052,98
ESTADO DE SITUACIÓN		ESTADO DE RESULTADOS			
ACTIVO		INGRESOS			
ACTIVO CORRIENTE		Ventas netas locales gravadas con tarifa 12%	001	<input type="text"/>	0
Caja, bancos	211	132.240,37	Ventas netas locales gravadas con tarifa 0%	002	3.626.627,1
Inversiones corrientes	212	<input type="text"/>	Exportaciones netas	003	<input type="text"/>
Cuentas y documentos por cobrar clientes - corriente			Otros ingresos provenientes del exterior	004	<input type="text"/>
Relacionados / Locales	213	<input type="text"/>	Rendimientos financieros	005	<input type="text"/>
Relacionados / Del exterior	214	<input type="text"/>	Otros ingresos gravados	006	115.079,321
No relacionados / Locales	215	41.883.963,01	Utilidad en venta de activos fijos	007	<input type="text"/>
No relacionados / Del exterior	216	<input type="text"/>	Dividendos percibidos locales	008	<input type="text"/>
Impuestos a pagar			Rentas exentas provenientes de donaciones y aportaciones		
Relacionados / Locales	217	<input type="text"/>	De recursos públicos	009	<input type="text"/>
Relacionados / Del exterior	218	20.306.803,1	De otras locales	010	<input type="text"/>
No relacionados / Locales	219	661.533,49	Del exterior	011	<input type="text"/>
No relacionados / Del exterior	220	<input type="text"/>	Otros ingresos exentos	012	<input type="text"/>
(Provisión cuentas incobrables)	221	<input type="text"/>	TOTAL INGRESOS (Sumar del 001 al 012)	009	118.705.948,1
Impuesto tributario a favor del sujeto pasivo (IVA)	323	<input type="text"/>			
Impuesto tributario a favor del sujeto pasivo (RENTA)	324	<input type="text"/>	Ventas netas de activos fijos (Informativo)	091	<input type="text"/>
Inventario de materia prima	325	<input type="text"/>	Ingresos por reembolso como intermediario (Informativo)	092	<input type="text"/>
Inventario de productos en proceso	326	<input type="text"/>			
Inventario de suministros y materiales	327	<input type="text"/>			
Inventario de prod. terminados y mercaderías en proceso	328	<input type="text"/>			
Mercaderías en tránsito	329	<input type="text"/>			
Inventario repuestos, herramientas y accesorios	330	<input type="text"/>	Inventario inicial de bienes no producidos por el sujeto pasivo		
Activos pagados por anticipado	331	<input type="text"/>			
Otros activos corrientes	332	26.798,64	Compras netas locales de bienes no producidos por el sujeto pasivo		
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	339	126.191.136,49			

ACTIVO FIJO		Importaciones de bienes no producidos por					
Inmuebles (excepto terrenos)	341	0	el sujeto pasivo	703	0	704	0
Naves, aeronaves, barcasas y similares	342	0	(-) Inventario final de bienes no producidos por				
Muebles y enseres	343	0	el sujeto pasivo	705	0		
Maquinaria, equipo e instalaciones	344	16,361.21	Inventario inicial de materia prima	706	0		
Equipo de computación y software	345	10,826.09	Compras netas locales de materia prima	707	0		
Vehículos, equipo de transporte y caminero móvil	346	75,790.4	Importaciones de materia prima	708	0		
Otros activos fijos	347	27,117,526.63	(-) Inventario final de materia prima	709	0		
(-) Depreciación acumulada activo fijo	348	15,790,067.32	Inventario inicial de productos en proceso	710	0		
Terrenos	349	0	(-) Inventario final de productos en proceso	711	0		
Obras en proceso	350	42,701.75	Inventario inicial de productos terminados	712	0		
TOTAL ACTIVO FIJOS	368	11,473,137.96	(-) Inventario final de productos terminados	713	0		
ACTIVO DIFERIDO (INTANGIBLE)		Sueldos, salarios y demás remuneraciones que					
Marcas, patentes, derechos de llave y otros similares	371	0	constituyen materia gravada del IESS	715	0	716	0
Gastos de organización y constitución	373	0	Beneficios sociales, indemnizaciones y otras remuneraciones				
Gastos de investigación, exploración y similares	375	21,110,257.51	que no constituyen materia gravada del IESS	717	0	718	0
Otros activos diferidos	377	0	Aporte a la seguridad social (incluye fondo de reserva)	719	0	720	0
(-) Amortización acumulada	376	21,110,257.51	Honorarios profesionales y dietas	721	0	722	0
TOTAL ACTIVO DIFERIDO	379	0	Honorarios a extranjeros por servicios ocasionales	723	0	724	0
ACTIVO LARGO PLAZO		Arrendamiento de inmuebles					
Inversiones largo plazo / Acciones y participaciones	381	0	Mantenimiento y reparaciones	727	0	728	1,136,158.35
Inversiones largo plazo / Otras	382	0	Combustibles	729	0	730	0
Cuentas y documentos por cobrar clientes - largo plazo		Promoción y publicidad					
Relacionados / Locales	383	0	Suministros y materiales	733	0	734	0
Relacionados / Del exterior	384	0	Transporte	735	0	736	0
No relacionados / Locales	385	149,655,999.03	Provisiones / Para jubilación patronal	737	0	738	0
No relacionados / Del exterior	386	0	Provisiones / Para desahucio	739	0	740	0
Otras cuentas y documentos por cobrar - largo plazo		Provisiopes / Para cuentas incobrables					
Relacionados / Locales	387	0	Provisiones / Otras provisiones	743	0	744	0
Relacionados / Del exterior	388	0	Arrendamiento mercantil / Local	745	0	746	0
No relacionados / Locales	389	0	Arrendamiento mercantil / Del exterior	747	0	748	0
No relacionados / Del exterior	390	0	Comisiones / Local	749	0	750	0
Otros activos largo plazo	392	9,025,824.06	Comisiones / Del exterior	751	0	752	0
TOTAL ACTIVO LARGO PLAZO	397	159,281,823.06	Local	753	0	754	0
PASIVO		Intereses pagados a terceros					
PASIVO CORRIENTE		Relacionados / Local					
Cuentas y documentos por pagar proveedores - corriente		Relacionados / Del exterior					
Relacionados / Locales	411	1,276,577.12	No relacionados / Local	757	0	758	0
Relacionados / Del exterior	412	2,611,119.51	No relacionados / Del exterior	759	0	760	0
No relacionados / Locales	413	17,974,941.38	Pérdida en venta de activos / Local	763	0	764	0
No relacionados / Del exterior	414	755,016.29	Pérdida en venta de activos / No relacionadas	767	0	768	0
Obligaciones con instituciones financieras - corriente		Otras pérdidas					
Locales	415	0	Seguros y reaseguros (primas y cesiones)	771	0	772	0
Del exterior	416	0	Gastos indirectos asignados desde el exterior				

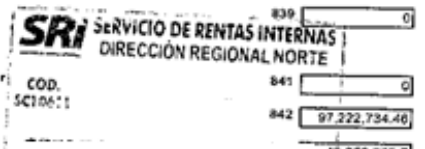
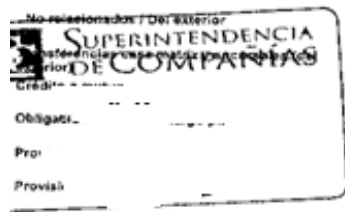


 SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑÍAS



 SERVICIOS TRIBUTARIOS

Préstamos de accionistas / Locales	417	0	por partes reeleccionadas	773	0	774	0
Préstamos de accionistas / Del exterior	418	0	Gastos de gestión			775	0
Otras cuentas y documentos por pagar - corriente			Impuestos, contribuciones y otros			776	1,016,700.71
Relacionados / Locales	419	0	Gastos de viaje	777	0	778	0
Relacionados / Del exterior	420	0	IVA que se carga al costo o gasto	779	0	780	0
No relacionados / Locales	421	10,279,911.71	Depreciación de activos fijos / Acelerada	781	0	782	0
No relacionados / Del exterior	422	0	Depreciación de activos fijos / No acelerada	783	0	784	2,715,104.94
Impuesto a la renta por pagar del ejercicio	423	13,627,718.67	Amortizaciones	785	0	786	0
Participación trabajadores por pagar del ejercicio	424	17,166,952.32	Servicios públicos	787	0	788	0
Transferencias casa matriz y sucursales (del exterior)	425	0	Pagos por otros servicios	789	0	790	0
Crédito a mutuo	426	0	Pagos por otros bienes	791	0	792	0
Obligaciones emitidas corto plazo	427	0	TOTAL COSTOS	797	0		
Provisiones	428	1,801,460.97	TOTAL GASTOS	798		4,867,972	
TOTAL PASIVO CORRIENTE	439	65,183,705.83	TOTAL COSTOS Y GASTOS (797 + 798)	799		4,867,972	
PASIVO LARGO PLAZO							
Cuentas y documentos por pagar proveedores - largo plazo			Baja de inventario (informativo)	794		0	
Relacionados / Locales	441	0	Pago por reembolso como reembolsante (informativo)	795		0	
Relacionados / Del exterior	442	0	Pago por reembolso como intermediario (informativo)	796		0	
No relacionados / Locales	443	0					
No relacionados / Del exterior	444	0					
Obligaciones con instituciones financieras - largo plazo			CONCILIACIÓN TRIBUTARIA				
Locales	445	0					
Del exterior	446	0	UTILIDAD DEL EJERCICIO (Si 699 - 799 mayor a 0)	801		113,637,976.1	
Préstamos de accionistas / Locales	447	0	PERDIDA DEL EJERCICIO (Si 699 - 799 menor a 0)	802		0	
Préstamos de accionistas / Del exterior	448	0	(-) 15% Participación a trabajadores	811		17,166,953.34	
Otras cuentas y documentos por pagar - largo plazo			(-) 100% Dividendos percibidos exentos (Campo 608)	812		0	
Relacionados / Locales	449	0	(-) 100% Otras rentas exentas (609+610+611+612)	813		0	
Relacionados / Del exterior	450	0	(+) Gastos no deducibles locales	814		541,711.5	
No relacionados / Locales	451	8,707,325.83	(+) Gastos no deducibles del exterior	815		0	
No relacionados / Del exterior	452	0	(+) Gastos incurridos para generar ingresos exentos	816		0	
	453	0	(+) Participación trabajadores atribuibles a ingresos exentos	817		0	
	454	0	(-) Amortización pérdidas tributarias de años anteriores	818		0	
Obligaci...	455	0	(-) Deduciones por leyes especiales	819		0	
Provi...	456	595,910	(+) Ajuste por precios de transferencia	820		0	
Provisi...	457	131,350	(-) Dedución por incremento neto de empleados	821		0	
Otras provisiones	458	0	(-) Dedución por pago a trabajadores con discapacidad	822		0	
TOTAL PASIVO LARGO PLAZO	469	9,435,604.83					
Pasivos diferidos	479	0	UTILIDAD GRAVABLE	829		97,222,734.46	
Otros pasivos	489	0	PERDIDA	839		0	
TOTAL DEL PASIVO (439 + 469 + 479 + 489)	499	74,619,310.66					
PATRIMONIO NETO							
Capital suscrito y/o asignado	501	2,000	Utilidad a reinvertir y capitalizar	841		0	
(-) Capital suscrito no pagado, acciones en tesorería	503	0	Saldo utilidad gravable	842		97,222,734.46	
Aportes de socios o accionistas para futura			Total impuesto causado			43,258,975.7	
			(-) Anticipo pagado	851		21,804,822.21	
			(-) Retenciones en la fuente realizadas en el ejercicio fiscal	852		7,826,734.92	



**A-6
(15-19)**

capitalización	505	0	(-) Retenciones por dividendos anticipados	853	0
Reserva legal	507	1,000	(-) Retenciones por ingresos provenientes del exterior	854	0
Otras reservas	509	4,315,708.16	(-) Crédito tributario de años anteriores	855	0
Utilidad no distribuida ejercicios anteriores	513	164,578,030.45	(-) Exoneración por leyes especiales	856	0
(-) Pérdida acumulada ejercicios anteriores	515	0			
Utilidad del ejercicio	517	53,422,047.26	IMPUESTO A LA RENTA A PAGAR	859	13,627,718.57
(-) Pérdida del ejercicio	519	0	SALDO A FAVOR DEL CONTRIBUYENTE	869	0
TOTAL PATRIMONIO NETO	598	222,316,785.87			
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	599	296,936,096.53	Anticipo próximo año (fórmula)	879	13,802,752.93

Pago previo (informativo)

890 0

DETALLE DE IMPUTACIÓN AL PAGO (Para declaraciones sustitutivas)

Impuesto	897	0	Interés	898	0	Multa	899	0
----------	-----	---	---------	-----	---	-------	-----	---

VALORES A PAGAR Y FORMA DE PAGO (Luego de imputación al pago en declaraciones sustitutivas)

Total impuesto a pagar (859 - 897) 902 13,627,718.57

Interés por mora 903 0

Multas 904 0

TOTAL PAGADO (902 + 903 + 904) 999 13,627,718.57

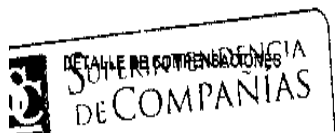
Mediante cheque, débito bancario, efectivo u otras formas de pago 905 13,627,718.57

Mediante Compensaciones 906 0

Mediante Notas de Crédito 907 0

DETALLE DE NOTAS DE CRÉDITO

N/C No.	908	0	N/C No.	910	0	N/C No.	912	0	N/C No.	914	0
Valor USD	909	0	Valor USD	911	0	Valor USD	913	0	Valor USD	915	0



Resolución No. 918 0

Valor USD 917 0

Resolución No. 918 0

Valor USD 919 0

EMPRESA PETROLERA ECUADOR
CUADRO DE AMORTIZACIONES
(1999-2017)

Año	Inversiones	Años																		
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Exploración	65.728.023	8.296.260	17.145.605	17.145.605	17.145.605	17.145.605	8.849.345	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desarrollo:																				
1997	18.556.758	897.908	1.855.676	1.855.676	1.855.676	1.855.676	1.855.676	1.855.676	1.855.676	1.855.676	1.855.676	957.768	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	196.937.685	9.451.823	19.533.769	19.533.769	19.533.769	19.533.769	19.533.769	19.533.769	19.533.769	19.533.769	19.533.769	19.533.769	10.081.945	-	-	-	-	-	-	-
1999	157.920.491	-	15.792.049	15.792.049	15.792.049	15.792.049	15.792.049	15.792.049	15.792.049	15.792.049	15.792.049	15.792.049	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	52.265.328	-	-	5.226.524	5.226.524	5.226.524	5.226.524	5.226.524	5.226.524	5.226.524	5.226.524	5.226.524	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	9.962.849	-	-	-	996.285	996.285	996.285	996.285	996.285	996.285	996.285	996.285	996.285	996.285	996.285	-	-	-	-	-
2002	61.163.344	-	-	-	-	6.116.334	6.116.334	6.116.334	6.116.334	6.116.334	6.116.334	6.116.334	6.116.334	6.116.334	6.116.334	-	-	-	-	-
2003	23.043.460	-	-	-	-	-	2.304.346	2.304.346	2.304.346	2.304.346	2.304.346	2.304.346	2.304.346	2.304.346	2.304.346	2.304.346	-	-	-	-
2004	17.044.322	-	-	-	-	-	-	1.704.432	1.704.432	1.704.432	1.704.432	1.704.432	1.704.432	1.704.432	1.704.432	1.704.432	1.704.432	-	-	-
2005	26.193.832	-	-	-	-	-	-	-	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	2.619.583	-
2006	56.066.433	-	-	-	-	-	-	-	-	5.606.643	5.606.643	5.606.643	5.606.643	5.606.643	5.606.643	5.606.643	5.606.643	5.606.643	5.606.643	-
2007	56.273.591	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.126.155	6.109.417	6.109.417	6.109.417	6.126.155	6.109.417	6.109.417	6.109.417	6.126.155
2008	28.737.549	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.501.070	3.501.070	3.501.070	3.510.662	3.501.070	3.501.070	3.501.070	709.806
2009	17.999.466	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.497.075	2.497.075	2.503.917	2.497.075	2.497.075	2.497.075	506.256
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total amortizaciones	720.667.018	10.349.731	37.181.493	42.408.017	43.404.302	49.520.637	61.824.983	63.529.415	66.148.998	61.755.641	67.881.797	61.016.397	36.681.710	31.455.186	30.492.073	24.342.567	22.038.221	20.333.789	17.747.377	2.454.684

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

**AL SEÑOR REPRESENTANTE LEGAL
PETROLERA ECUADOR
FECHA:** 18 de enero del 2010

Informe sobre los estados financieros -

Hemos auditado los estados de activos y pasivos (base de impuesto a la renta) adjuntos de PETROLERA ECUADOR al 31 de diciembre del 2009, los correspondientes estados (base de impuesto a la renta) de ingresos y gastos, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo, por el año terminado en esa fecha, así como un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Administración de la Sucursal por los estados financieros -

La Administración de PETROLERA ECUADOR es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Ecuatorianas de Contabilidad. Esta responsabilidad incluye el diseño, la implementación, y el mantenimiento de controles internos relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de forma que estos no estén afectados por distorsiones significativas, sean éstas causadas por fraude o error, mediante la selección y aplicación de políticas contables apropiadas y la elaboración de estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Bases de preparación de los estados financieros - Base impuesto a la renta

Tal como se explica más ampliamente en la Nota 3, la Sucursal prepara sus estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Ecuador, modificados de acuerdo a la legislación tributaria vigente en lo que respecta a la contabilización de los ingresos por servicios petroleros, amortización de gastos preoperativos y reconocimiento en resultados de los costos no reembolsables. Según lo normado por la legislación y reglamentación tributaria vigente para la determinación del Impuesto a la renta de los contribuyentes que operan bajo contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, la Sucursal registra los ingresos por el factor utilidad de la tasa de servicios al momento de recibir el pago correspondiente; por este mismo motivo, la amortización de los gastos preoperativos es contabilizada en función del cobro del factor utilidad de la tasa de servicios y los costos no reembolsables son reconocidos en los resultados cuando se cumplen las condiciones para su deducción para fines del cálculo del impuesto a la renta.

RESPONSABILIDAD DEL AUDITOR -

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener certeza razonable de que los estados financieros no están afectados por distorsiones significativas. Una auditoría comprende la aplicación de procedimientos destinados a la obtención de la evidencia de auditoría sobre los saldos y revelaciones presentadas en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor e incluyen la evaluación del riesgo de distorsiones significativas en los estados financieros por fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración los controles internos de la Sucursal, relevantes para la preparación y presentación razonable de sus estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría adecuados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también comprende la evaluación de que los principios de contabilidad utilizados son apropiados y de que las estimaciones contables hechas por la Administración son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para expresar nuestra opinión de auditoría.

OPINIÓN

En nuestra opinión los estados financieros arriba mencionados presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de PETROLERA ECUADOR al 31 de diciembre del 2009 y los correspondientes estados (base de impuesto a la renta) de ingresos y gastos, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las bases contables.

Asuntos que requieren énfasis -

Sin calificar nuestra opinión, llamamos la atención respecto de los siguientes asuntos:

Como se explica en la Nota 4, debido a las características de la operación, la Sucursal contabiliza ciertas operaciones con base en liquidaciones preliminares elaboradas junto con PETROECUADOR a partir de los datos contables de PETROLERA ECUADOR, los cuales deben ser revisados y aprobados por las autoridades pertinentes. A la fecha, se encuentran pendientes de reliquidación los reembolsos de inversiones de exploración y desarrollo, costos y gastos y la tasa de servicios devengada en el año 2009 y no se ha recibido aún el informe conteniendo los resultados de la revisión efectuada por la DNH sobre las operaciones del 2008 y 2009. Por esta razón no es posible en estos momentos determinar el monto definitivo de dichas liquidaciones, y cuyo resultado afectaría a los estados financieros del año en que se conozcan dichas resoluciones.

El 22 de diciembre del 2009 se firmó el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en PETROLERA ECUADOR Región Amazónica, el cual fue registrado con fecha 30 de diciembre del 2009 en el Registro de

Hidrocarburos del Ministerio de Recursos Naturales no Renovables - DNH; entró en vigencia a partir del 1 de enero del 2010 y deberá ser reemplazado por un nuevo modelo de contrato en el plazo de un año. Las principales condiciones incorporadas al Contrato Principal y que rigen para el año 2010, son las siguientes: (i) Reemplazo del 15% de Margen de Comercialidad por el 20% del Ingreso bruto como Margen de Soberanía Petrolera, que debe recibir como primera prioridad el Estado; (ii) la no acumulación para el mes siguiente de los valores de costos, gastos e inversiones amortizables que no sean cubiertos por los ingresos de Petrolera Ecuador en el flujo de caja remanente luego de realizar los pagos al gobierno; y, (iii) el acuerdo de extender el plazo del contrato hasta el 31 de Diciembre del año 2023, sujeto a la firma de un nuevo modelo de contrato en el plazo de un año y a la ejecución de un plan de actividades en el Área del Contrato por un monto no menor a US\$125 millones. De no existir acuerdo sobre los términos y condiciones de la nueva modalidad contractual, el plan de actividades quedaría sin efecto y el plazo y condiciones del contrato modificatorio permanecerían vigentes hasta el año 2017.

Párrafo de restricción -

Con base en lo explicado en el párrafo 3 anterior, el presente informe es para uso exclusivo de la Administración de la Sucursal y para presentación a la Superintendencia de Compañías, Servicio de Rentas Internas y Ministerio de Recursos Naturales no Renovables.

No. de Registro en la
Superintendencia de
Compañías:

Representante Legal
Socio
No. de Licencia
Profesional:

MEMORANDO No

PARA: SECRETARIA DE HIDROCARBUROS

DE : COORDINADOR DE AUDITORIA DE HIDROCARBUROS

ASUNTO: ENTREGA DE CONTRATO EMPRESA PETROLERA PRIVADA

FECHA:

Por medio de la presente solicito el contrato de prestación de servicios de la compañía Petrolera Ecuador ya que se requiere de dicha información para la elaboración del examen especial a los Ingresos, Inversiones, Costos y Gastos.

Por la Atención prestada a la presente anticipo mis agradecimientos;

Atentamente,

COORDINADORA DE HIDROCARBUROS

**NOTARIA VIGESIMO NOVENA
DEL
CANTON QUITO**

CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (PETROLEO CRUDO) DE LA REGIÓN AMAZÓNICA ECUATORIANA, CELEBRADO ENTRE CEPE Y EL CONSORCIO PETROLERO CONFORMADO POR LAS COMPAÑÍAS PETROLERA ECUADOR.

En la ciudad de San Francisco de Quito, Capital de la República del Ecuador, hoy día jueves diez y seis de junio de mil novecientos ochenta y ocho, Doctor Rodrigo Salgado Valdéz, Notario Vigésimo Noveno del Cantón Quito, COMPARECEN POR UNA PARTE el señor Ingeniero Jaime Sánchez Valdivieso, en su calidad de Gerente General de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, calidad legítima con los documentos habilitantes que se agregan; y, POR OTRA PARTE, el Doctor José María Pérez Arteta, Apoderado de la compañía PETROLERA ECUADOR debidamente autorizados, conforme se desprende de los documentos habilitantes que se agregan. También concurren como TESTIGOS DE HONOR, el señor Presidente Constitucional de la República del Ecuador, Ingeniero León Febres-Cordero Ribadeneyra; el señor Ministro de Energía y Minas, Doctor Fernando Santos Alvite; y, los señores Michael Bowlin, Presidente de PETROLERA ECUADOR, Vicepresidente de Negociaciones y Exploraciones de PETROLERA ECUADOR. Los comparecientes son mayores de edad, de nacionalidad ecuatorianos, de estado civil casados, domiciliados en esta ciudad, hábiles para contratar y obligarse, a quienes de conocer doy fe y dicen que eleve a Escritura Pública la Minuta que me entregan, cuyo tenor literal y que transcribo es el siguiente: Señor Notario: Dígnese extender en el registro de escrituras públicas a su cargo, una que, con las formalidades de estilo, contenga el siguiente Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (Petróleo Crudo), con la compañía PETROLERA ECUADOR del mapa catastral petrolero ecuatoriano, actualizado a mil novecientos ochenta y siete (1987).

PRIMERA: DE LAS PARTES CONTRATANTES.-UNO.UNO. (1.1.) Partes.- Para la suscripción de este Contrato comparecen, por una parte la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE (PETROECUADOR) y por otra, la compañía PETROLERA ECUADOR responsable de la ejecución de este Contrato, para lo cual consta del documento indicado en el literal f) de la cláusula dos.uno (2.1.), y en adelante llamadas conjuntamente, la contratista. CEPE(PETROECUADOR) representada por su Gerente General, señor Ingeniero Jaime Sánchez Valdivieso, autorizado por el Directorio de CEPE, mediante Resolución número ciento treinta y cuatro (134) de ocho (8) de junio de mil novecientos ochenta y ocho (1988); y, la compañía que integran la contratista, representadas por su apoderado, el señor Doctor José María Pérez Arteta, conforme se desprende de la documentación adjunta. El compareciente procede a celebrar este Contrato contenido en las Cláusulas que se expresan a continuación:

SEGUNDA: DE LOS DOCUMENTOS DE ESTE CONTRATO.-DOS.UNO. (2.1.) Documentos habilitantes.- Son documentos habilitantes de este Contrato:

- a) Copias certificadas del nombramiento y acta de posesión del Gerente General de CEPE, señor Ingeniero Jaime Sánchez Valdivieso;
- b) Copias certificadas de los instrumentos públicos que acreditan la existencia jurídica de las compañías que integran la contratista, su representación legal y domiciliación en el Ecuador;
- c) Copia certificada del acta del Comité Especial de Licitación que acredita la aprobación de este Contrato, su adjudicación a favor de la contratista y la aprobación para su firma;
- d) Copia certificada de la resolución del Directorio de CEPE(PETROECUADOR) en la que se autoriza al Gerente General la suscripción de este Contrato;
- e) Copias certificadas del informe legal del señor Procurador General del Estado y del dictamen del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, sobre la contratación en los aspectos que establece la Ley; y,
- f) Convenio de consorcio suscrito por las compañías que integran la contratista.

DOS.DOS. (2.2.) Documentos anexos.- Forman parte integrante de este Contrato, como anexos, los siguientes documentos:

PRIMERO. (I.) Especificaciones y delimitaciones del Área del Contrato certificadas por el Instituto Geográfico Militar, y mapa catastral petrolero ecuatoriano certificado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos;

SEGUNDO. (II.) Condiciones técnicas y económicas particulares para PETROLERA ECUADOR

TERCERO. (III.) Plan Exploratorio Mínimo;

CUARTO. (IV.) Bases de Contratación;

QUINTO. (V.) Reglamento de Contabilidad;

SEXTO. (VI.) Oferta de la contratista, (documentación contenida en el sobre número dos (2) de su oferta);

SEPTIMO. (VII.) Nómina del posible personal ejecutivo y técnico de la contratista para el Período de Exploración;

OCTAVO. (VIII.) Lista de los principales equipos y maquinarias que posiblemente se utilicen en el Período de Exploración;

NOVENO. (IX.) Plan de capacitación técnica y administrativa para el personal ecuatoriano;

DECIMO. (X.) Acta resumida de la negociación de este Contrato;

DECIMO PRIMERO. (XI.) Copia certificada de la garantía para el Período de Exploración;

DECIMO SEGUNDO. (XII.) Modelo de la garantía para los tres primeros años del Período de Explotación;

DECIMO TERCERO. (XIII.) Copia certificada de la garantía por riesgos de contaminación ambiental y preservación de la riqueza ictiológica e industria agropecuaria;

DECIMO CUARTO. (XIV.) Copias certificadas de las garantías presentadas por la compañía PETROLERA ECUADOR y referidas en la cláusula ocho.uno.cuatro. (8.1.4.) de este Contrato; y,

DECIMO QUINTO. (XV.) Copia certificada de la consulta formulada por la contratista al Director General de Rentas y de su respuesta contenida en el oficio número diez setecientos trece (10713), de veinte y seis (26) de abril de mil novecientos ochenta y ocho (1988).

TERCERA: DEL MARCO LEGAL DE LA CONTRATACION.-TRES.UNO (3.1.)

Legislación aplicable.- Este Contrato se rige exclusivamente por la legislación ecuatoriana y en él se entienden incorporadas las leyes vigentes al tiempo de su celebración.

TRES.UNO.UNO. (3.1.1.) La contratista declara, expresamente, que tiene pleno conocimiento de la legislación ecuatoriana aplicable a los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (Petróleo Crudo).

TRES.DOS. (3.2.) De manera ilustrativa, más no limitativa, se cita la siguiente normativa aplicable a este Contrato:

TRES.DOS.UNO. (3.2.1.) Ley de Hidrocarburos, promulgada en el Registro Oficial número setecientos once (711), de quince (15) de noviembre de mil novecientos setenta y ocho (1978).

TRES.DOS.DOS. (3.2.2.) Ley número ciento uno (101), promulgada en el Registro Oficial número trescientos seis (306), de trece (13) de agosto de mil novecientos ochenta y dos (1982).

TRES.DOS.TRES. (3.2.3.) Ley número ocho (08), promulgada en el Registro Oficial número doscientos setenta y siete (277), de veinte y tres (23) de septiembre de mil novecientos ochenta y cinco (1985).

TRES.DOS.CUATRO. (3.2.4.) Ley de CEPE, promulgada en el Registro Oficial número seiscientos cuarenta y uno (641), de diez y ocho (18) de septiembre de mil novecientos setenta y cuatro (1974), y sus reformas.

TRES.DOS.CINCO. (3.2.5.) Ley número ciento dos (102), promulgada en el Registro Oficial número trescientos seis (306), de trece (13) de agosto de mil novecientos ochenta y dos (1982).

TRES.DOS.SEIS. (3.2.6.) Ley de Impuesto a la Renta, promulgada en el Registro Oficial número trescientos cinco (305), de ocho (8) de septiembre de mil novecientos setenta y uno (1971), y sus reformas.

TRES.DOS.SIETE. (3.2.7.) Reglamento de la Ley de Impuesto a la Renta, publicado en el Registro Oficial número trescientos veinte y ocho (328), de once (11) de octubre de mil novecientos setenta y uno (1971), y sus reformas.

CUARTA: DE LA INTERPRETACIÓN DE ESTE CONTRATO.-CUATRO.UNO. (4.1.) Interpretación convencional.- Las Partes convienen en que interpretarán este Contrato de acuerdo con las disposiciones del Título Décimo Tercero (XIII), Libro Cuarto (IV), del Código Civil, dejando establecido que los títulos y el orden de las Cláusulas y subcláusulas sólo tienen propósitos de identificación y referencia.

CUATRO.UNO.UNO. (4.1.1.) Cualquier tolerancia de las Partes referida al cumplimiento de las obligaciones establecidas en este Contrato, en ningún caso implicará cambio o alteración de sus estipulaciones y tal hecho no constituirá precedente para la interpretación de este Contrato, ni fuente de derechos en favor de la Parte que incumplió las obligaciones.

CUATRO.UNO.DOS. (4.1.2.) Las estipulaciones contenidas en este Contrato prevalecerán, en caso de discrepancia, frente a las contenidas en los subcontratos, convenios adicionales entre las Partes, y en otros documentos que, por su naturaleza jurídica, técnica o económica, puedan ser considerados de orden secundario.

CUATRO.UNO.TRES. (4.1.3.) Las Partes dejan expresa constancia de su aceptación de que en el caso de que se den contradicciones de este Contrato con respecto a disposiciones legales, reglamentarias o de las Bases de Contratación, serán estas disposiciones las que prevalezcan sobre este Contrato. Sin embargo, las estipulaciones de este Contrato tendrán el carácter de interpretativas y especiales sobre las Bases de Contratación, en lo que precisen, especifiquen y amplíen dichas Bases. Las Partes entienden que este Contrato se encuentra en todo su contenido de acuerdo con las disposiciones legales, reglamentarias y las Bases de Contratación, vigentes.

CUATRO.DOS. (4.2.) Idioma.- Este Contrato ha sido redactado por las Partes en idioma castellano y dicha versión será considerada para todos sus efectos como la única válida. No obstante, la contratista podrá protocolizar una versión de este Contrato en otro idioma, bajo la aceptación de que, de existir cualquier controversia entre ambas versiones, prevalecerá el texto en castellano.

CUATRO.DOS.UNO. (4.2.1.) Las comunicaciones que se cursaren las Partes también serán redactadas en idioma castellano, excepto los informes técnicos que por su índole deban ser presentados en otro idioma, en cuyo caso, de considerarse indispensable por la Gerencia General de CEPE, deberán ser acompañados con una traducción al castellano.

CUATRO.TRES. (4.3.) Definiciones.- Para la interpretación de este Contrato se aplicarán las siguientes definiciones, (a menos que en el texto del mismo se establezca algún otro significado), cuando en el texto de este Contrato aparezcan escritas con letra mayúscula inicial. El singular incluirá el plural y viceversa, en la medida que el contexto de este Contrato lo requiera.

CUATRO.TRES.UNO. (4.3.1.) Activo Fijo: Es cualquier bien no fungible de naturaleza mueble o inmueble, adquirido, construído o suministrado por la contratista, para las actividades previstas en este Contrato, con una vida útil que exceda de un año.

CUATRO.TRES.DOS. (4.3.2.) Año Fiscal: Es el período comprendido desde el primero de enero hasta el treinta y uno de diciembre de cada año calendario, ambos inclusive.

CUATRO.TRES.TRES. (4.3.3.) Area del Contrato: Es la superficie del bloque especificado y delimitado en el anexo primero (I), en el que la contratista deberá prestar los servicios para la exploración de hidrocarburos y explotación de Petróleo Crudo, de conformidad con este Contrato.

CUATRO.TRES.CUATRO. (4.3.4.) Areas Reservadas para la Explotación: Son las áreas designadas y delimitadas por la contratista, aprobadas por CEPE y la Dirección Nacional de Hidrocarburos, que comprendan, dentro del Area del Contrato, descubrimientos declarados Comerciales, para realizar en ellas las Inversiones de Desarrollo y de Producción y las operaciones en las Fases de Desarrollo y de Producción, de acuerdo a lo convenido en este Contrato.

CUATRO.TRES.CINCO. (4.3.5.) Centros de Fiscalización: Son los sitios convenidos entre CEPE y la contratista, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, en donde se mide la producción de Petróleo Crudo, con el propósito de calcular el pago de la Tasa por los Servicios.

CUATRO.TRES.SEIS. (4.3.6.) CEPE: Es la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, entidad de derecho público con personería jurídica, patrimonio, recursos propios y capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones, adscrita al Ministerio de Energía y Minas y con domicilio en la Capital de la República.

CUATRO.TRES.SIETE. (4.3.7.) Comité de Administración: Es el órgano de administración de este Contrato, integrado por dos representantes principales y dos alternos, designados por el Directorio de CEPE, y dos representantes principales y dos alternos, designados por la contratista, para el cumplimiento de las funciones establecidas en este Contrato y en el Manual para el funcionamiento del Comité de Administración que las Partes aprobarán de mutuo acuerdo.

CUATRO.TRES.NUEVE. (4.3.9.) Consultores: Son las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, independientes y de reconocido prestigio respecto al asunto materia de la consulta, designados de conformidad con la Cláusula diez y siete.uno. (17.1.).

CUATRO.TRES.TREINTA Y TRES.DOS. (4.3.33.2.) La aprobación de los Programas y Presupuestos Anuales corresponde al Directorio de CEPE y al Ministerio de Energía y Minas.

CUATRO.TRES.TREINTA Y CUATRO. (4.3.34.) Precio de Mercado Internacional: Es el último precio promedio ponderado mensual calendario, por volumen, de ventas externas de Petróleo Crudo, realizadas por CEPE al contado (incluyendo ventas ocasionales o "spot" y a largo plazo), a compradores independientes de ésta, en condiciones comerciales competitivas, excluyendo los volúmenes destinados a trueque o compensación, y ajustado en calidad equivalente al Petróleo Crudo producido en el Area del Contrato y al Petróleo Crudo que será utilizado para el pago en especie, de acuerdo con la práctica petrolera internacional. Estos precios se expresarán en términos FOB puerto ecuatoriano (terminal principal de exportación) y en Dólares, por Unidad de Producción.

CUATRO.TRES.TREINTA Y CUATRO.UNO. (4.3.34.1.) Para el caso de que las ventas externas contemplen un plazo de pago de más de treinta días, el precio al contado será el valor actualizado a dichos treinta días del precio a plazo, aplicando el Prime Rate.

CUATRO.TRES.TREINTA Y CUATRO.DOS. (4.3.34.2.) CEPE entregará, oportunamente, toda la información requerida por la contratista relativa a los precios, calidad y volúmenes de venta así como a términos y condiciones de pago, de manera que le permita a ésta verificar todo lo concerniente a las ventas externas que se mencionan en esta Cláusula cuatro.tres.treinta y cuatro. (4.3.34.). La contratista guardará la debida confidencialidad respecto a la información suministrada.

CUATRO.TRES.TREINTA Y CUATRO.TRES. (4.3.34.3.) Si el Precio de Mercado Internacional no puede ser determinado por el hecho de haber transcurrido más de sesenta días plazo, desde la fecha de la última venta externa de CEPE, entonces el precio del Petróleo Crudo para el mes correspondiente será el último Precio de Mercado Internacional usado, multiplicado por el cociente resultante de dividir: uno (1) El promedio aritmético del "Total OPEC-Spot Assesment Price" publicado por el "Platt's Oilgram" en el "Crude Index Weighted-OPEC Comparison Table", correspondiente al mes durante el cual CEPE no efectuó ventas externas, para: dos (2) El promedio aritmético del "Total OPEC-Spot Assesment Price" publicado por el "Platt's Oilgram" en el "Crude Index Weighted-OPEC Comparison Table", correspondiente al último mes en el cual CEPE efectuó ventas externas en las condiciones señaladas al inicio de esta cláusula.

Si en el futuro el "Total OPEC-Spot Assesment Price" antes indicado deja de ser publicado o, en opinión de cualquiera de las Partes, deja de ser representativo de los precios y condiciones del mercado internacional aplicables a este Contrato, las Partes seleccionarán una canasta de petróleos crudos para determinar el Precio de Mercado Internacional aplicable al Petróleo Crudo producido en el Area del Contrato. Si las Partes no llegan a un acuerdo sobre esta canasta, podrán recurrir a un Consultor para que la determine.

CUATRO.TRES.TREINTA Y CINCO. (4.3.35.) Prime Rate: Es la tasa anual de interés, en fracción decimal, calculada por el Banco Central del Ecuador y determinada sobre la base del promedio del prime rate fijado por los siguientes bancos de los Estados Unidos de América: Citibank N.A. y Morgan Guaranty Trust Company of New York, fijado cada mes durante el Año Fiscal aplicable. Las tasas Prime Rate, usadas para cada mes, serán el promedio de dichas tasas fijadas cada día laborable de ese mes.

CUATRO.TRES.TREINTA Y SEIS. (4.3.36.) Saldo Exportable Nacional: Es el volumen de hidrocarburos líquidos resultante de la diferencia que exista entre el volumen total de hidrocarburos líquidos producidos en el Ecuador y el volumen total de hidrocarburos líquidos requerido para satisfacer el Mercado Interno, que será determinado por el Ministerio de Energía y Minas sobre la base del último Trimestre Calendario respecto al cual se disponga de datos actualizados sobre producción nacional y Mercado Interno.

CUATRO.TRES.TREINTA Y SIETE. (4.3.37.) Saldo Exportable Aplicable para este Contrato: Es el volumen de hidrocarburos líquidos que determine el Ministerio de Energía y Minas para cada Trimestre Calendario por transcurrir y será el volumen de hidrocarburos líquidos igual a la totalidad de los hidrocarburos líquidos producidos en el Area del Contrato durante el Trimestre Calendario precedente, multiplicado por una fracción cuyo numerador será el Saldo Exportable Nacional y cuyo denominador será la totalidad de la producción nacional de hidrocarburos líquidos que ha sido considerada para determinar el Saldo Exportable Nacional de conformidad con la cláusula cuatro.tres.treinta y seis. (4.3.36.) El Saldo Exportable Aplicable para este Contrato será valorado al Precio de Mercado Internacional.

CUATRO.TRES.TREINTA Y OCHO. (4.3.38.) Situaciones de Emergencia: Son las circunstancias extraordinarias que ocurran o se prevé que pudieren ocurrir, dentro del ámbito nacional o internacional, que obliguen a la adopción de acciones inmediatas necesarias para evitar perjuicios que afecten o se prevé que pudieren afectar a las normales operaciones de este Contrato o a las personas que presten sus servicios a cualquiera de las Partes o a los bienes de propiedad de cualquiera de las Partes o de las personas o bienes de terceros.

CUATRO.TRES.TREINTA Y NUEVE. (4.3.39.) Tasa Máxima de Producción Permitida: Es la tasa de producción de Petróleo Crudo o gas natural libre, técnica y económicamente recomendable para un determinado yacimiento de hidrocarburos Comercialmente explotable, fijada por el Ministro de Energía y Minas, de conformidad con el procedimiento establecido en la Cláusula diez.tres. (10.3.).

CUATRO.TRES.CUARENTA Y SEIS. (4.3.46.) Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables: Son aquellos yacimientos que, de acuerdo con los estudios técnicos y económicos, las tasas de producción y las reservas recuperables, la contratista considera que son suficientes, conforme a los parámetros e informes técnicos y económicos establecidos en las Bases de Contratación, para generar, durante el Período de Explotación, ingresos que permitan a CEPE cubrir los Costos de CEPE a que hace referencia el artículo seis (6) del Decreto Ejecutivo número catorce noventa y uno (1491), y las cláusulas cuatro.tres.doce.uno. (4.3.12.1.), cuatro.tres.doce.dos. (4.3.12.2.) y cuatro.tres.doce.tres. (4.3.12.3.), más un quince por ciento adicional de utilidad, lo cual es solamente un margen de seguridad para la declaratoria de Comercialidad. Las menciones que se hagan en este Contrato a la "comercialidad" de los yacimientos de Petróleo Crudo o a que éstos sean declarados "Comerciales", significa Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables de acuerdo con esta definición.

CUATRO.CUATRO. (4.4.) Otras definiciones.- Para los vocablos que se expresan a continuación se tendrán en cuenta los siguientes entendidos:

CUATRO.CUATRO.UNO. (4.4.1.) Cuando se haga referencia a "Productores de Petróleo Crudo en el Ecuador", o a otras expresiones similares, deberá entenderse, para todos los efectos legales y contractuales, que CEPE está incluida entre tales productores.

CUATRO.CUATRO.DOS. (4.4.2.) Cuando este Contrato se refiera a plazos, éstos se computarán en forma continua y, cuando se refiera a términos, se computarán únicamente los días laborables. En todos los casos en que los plazos vencieren en días no laborables, éstos se entenderán prorrogados hasta el primer día laborable siguiente.

CUATRO.CUATRO.TRES. (4.4.3.) Cuando en este Contrato se escriba el vocablo "cláusula" con letra inicial mayúscula deberá entenderse referido a toda la Cláusula o a una subcláusula completa, incluidos todos sus numerales; caso contrario su alcance se limitará al del numeral pertinente.

QUINTA: DEL OBJETO DE ESTE CONTRATO.-CINCO.UNO. (5.1.) El objeto de este Contrato es la prestación de servicios por parte de la contratista, a CEPE, para la exploración de hidrocarburos y la explotación de Petróleo Crudo descubierto en el Área del Contrato.

CINCO.DOS. (5.2.) Para el cumplimiento del objeto de este Contrato, la contratista prestará a favor de CEPE los siguientes servicios:

CINCO.DOS.UNO. (5.2.1.) Administrativos: Constituidos por eficientes y adecuados sistemas, técnicas, prácticas y procedimientos de organización y administración, necesarios para cumplir en la mejor forma las obligaciones de la contratista, en virtud de este Contrato.

CINCO.DOS.DOS. (5.2.2.) Financieros: Constituidos por la provisión de sus propios recursos económicos, sin distinción en cuanto a la fuente, registrados en el Banco Central del Ecuador como Inversiones, de acuerdo con la Cláusula undécima, necesarios para realizar las actividades de exploración y evaluación; y, en el evento de descubrimientos de yacimientos Comerciales, todos

los fondos necesarios para realizar las Inversiones de Desarrollo y de Producción e incurrir en Costos y Gastos, y cualquier otro recurso, requeridos para el cumplimiento de las obligaciones adquiridas por la contratista, en virtud de este Contrato.

CINCO.DOS.TRES. (5.2.3.) Técnicos: Constituidos por las actividades técnicas necesarias para la exploración del Area del Contrato, evaluación de los yacimientos descubiertos, y para el desarrollo y producción de los yacimientos Comerciales de Petróleo Crudo en las Areas Reservadas para la Explotación.

CINCO.DOS.CUATRO. (5.2.4.) Los servicios antes mencionados serán efectuados en el Area del Contrato [cuyos límites se encuentran originalmente descritos en el anexo primero (I)] o fuera de ella, tales como, pero no limitados a, líneas sísmicas que excedan los límites de la misma, estudios, interpretaciones y análisis efectuados dentro o fuera del Ecuador, en apoyo de actividades ejecutadas en el Area del Contrato.

SEXTA: DE LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES.-SEIS.UNO. (6.1.) Derechos.- El Estado Ecuatoriano, por intermedio de CEPE, es el único e incondicional propietario de todos los hidrocarburos y sustancias que los acompañan, en cualquier estado físico en que se encuentren situados en el territorio nacional. Por lo tanto, es también propietario de los hidrocarburos recobrados a consecuencia de los servicios prestados por la contratista.

SEIS.UNO.UNO. (6.1.1.) La adjudicación de este Contrato no concede a la contratista, a más de los derechos establecidos en este Contrato, otros derechos de ninguna naturaleza sobre el suelo, el subsuelo o sobre cualquier recurso natural o no, allí existente, ni sobre las áreas que se expropiaren en favor de CEPE para la ejecución de este Contrato, ni sobre sus servidumbres, ni sobre las obras que allí se realizaren.

SEIS.TRES.CATORCE. (6.3.14.) Comunicar a la contratista, tan pronto como reciba, sobre cualquier reclamo o procedimiento judicial que pueda afectar los derechos de la contratista bajo este Contrato, a fin de que la contratista pueda adoptar las medidas que estime convenientes para la defensa de sus intereses; particulares que a su vez participará también a la Procuraduría General del Estado para los fines legales pertinentes.

SEIS.TRES.QUINCE. (6.3.15.) Cumplir con las demás obligaciones que le correspondieren según el artículo treinta y uno (31) de la Ley de Hidrocarburos y este Contrato.

SEIS.TRES.DIEZ Y SEIS. (6.3.16.) Permitir a la contratista la utilización, sin costo para ella, del Petróleo Crudo, proveniente del Área del Contrato, necesario para sus operaciones.

SEIS.CUATRO. (6.4.) Otras obligaciones de las Partes.- Son también obligaciones de las Partes, las siguientes:

SEIS.CUATRO.UNO. (6.4.1.) Interpretar y ejecutar de buena fe este Contrato.

SEIS.CUATRO.DOS. (6.4.2.) Cumplir con los requerimientos del Ministerio de Energía y Minas relacionados con la ejecución de este Contrato, previstos en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

SEIS.CUATRO.TRES. (6.4.3.) Las demás señaladas en la ley, reglamentos y este Contrato.

SEPTIMA: DE LAS RESPONSABILIDADES.-SIETE.UNO. (7.1.) Responsabilidades.- La contratista asume plena responsabilidad frente a CEPE respecto de las obligaciones adquiridas en virtud de este Contrato.

SIETE.UNO.UNO. (7.1.1.) Igual responsabilidad asume respecto de las obligaciones de sus subcontratistas y de sus Compañías Relacionadas, en actividades vinculadas con la ejecución de este Contrato.

SIETE.UNO.DOS. (7.1.2.) La contratista se obliga a mantener a CEPE libre de cualquier reclamo o reivindicación relativa a daños o perjuicios causados a terceros por parte de la contratista o de sus subcontratistas y Compañías Relacionadas, como efecto de actos u omisiones dolosos o culposos imputables a éstas y responderá por los daños o perjuicios que se establezcan.

SIETE.DOS. (7.2.) Fuerza Mayor.- Ninguna de las Partes responderá por el incumplimiento, suspensión o retardo en la ejecución de las obligaciones de este Contrato, ni estará obligada a indemnizar a la otra por los perjuicios causados, cuando el incumplimiento o el retardo se hayan debido a Fuerza Mayor o caso fortuito debidamente comprobados.

SIETE.DOS.UNO. (7.2.1.) No obstante, de existir ingresos brutos provenientes del Area del Contrato, las obligaciones de efectuar reembolsos o pagos en dinero o en especie no se suspenderán por ocurrencia de Fuerza Mayor o caso fortuito, salvo en el evento previsto en el numeral dos (2) del literal n) del artículo setenta y ocho (78) de la Constitución Política de la República del Ecuador. En todo caso, las obligaciones de CEPE establecidas en la cláusula seis.tres.uno. (6.3.1.) no se considerarán extinguidas debido a la ocurrencia de Fuerza Mayor o caso fortuito, sin perjuicio de lo dispuesto en la cláusula doce.ocho.dos. (12.8.2.).

SIETE.DOS.DOS. (7.2.2.) La prueba de la Fuerza Mayor o caso fortuito corresponde a quien los alega y, de la diligencia y cuidado, a quien ha debido emplearlos.

SIETE.DOS.TRES. (7.2.3.) La ocurrencia de Fuerza Mayor o caso fortuito podrá dar lugar a revisiones de los cronogramas de trabajo propuestos por la contratista, sin perjuicio de que las Partes se obliguen a reiniciar el cumplimiento de sus obligaciones tan pronto como sea posible después de que el impedimento haya cesado. Las obligaciones no afectadas por Fuerza Mayor o caso fortuito serán cumplidas oportunamente según las estipulaciones de este Contrato.

SIETE.DOS.CUATRO. (7.2.4.) El tiempo que dure la suspensión de las actividades por Fuerza Mayor o caso fortuito no se computará para el cálculo de la duración del Período de Exploración o del Período de Explotación y, en consecuencia, las fechas de terminación de tales Períodos serán postpuestas por un lapso igual al que dure la Fuerza Mayor o caso fortuito.

SIETE.DOS.CINCO. (7.2.5.) En circunstancias de Fuerza Mayor, caso fortuito o Situaciones de Emergencia, la contratista informará al Comité de Administración, inmediatamente y según las circunstancias lo permitan, sobre los motivos para dicha interrupción y tomará las acciones correspondientes para reanudar tales actividades tan pronto como sea posible, sin perjuicio del aviso al Ministerio de Energía y Minas en el caso señalado en el numeral cuatro (4) del artículo setenta y cuatro (74) de la Ley de Hidrocarburos.

SIETE.DOS.SEIS. (7.2.6.) Si se presentan circunstancias de Fuerza Mayor, caso fortuito o Situaciones de Emergencia que, en opinión de la contratista requieran de acción inmediata, la contratista tomará todas las acciones y realizará todos los desembolsos que juzgue necesarios o aconsejables para proteger sus intereses y los de CEPE, así como los de sus respectivos trabajadores, aunque tales egresos no hayan sido incluidos en el Programa y Presupuesto Anual vigente en el Año Fiscal correspondiente. Las acciones tomadas deberán ser notificadas a CEPE, a través del Comité de Administración, dentro del término de diez días siguientes a la toma de la acción, para su ratificación.

SIETE.DOS.SIETE. (7.2.7.) Los egresos imprevistos referidos en la cláusula anterior serán considerados Inversiones o Costos y Gastos, según corresponda, de acuerdo con el Reglamento de Contabilidad. Los reembolsos de tales egresos serán negados:

- a) Cuando la contratista no haya probado la existencia de la Fuerza Mayor, caso fortuito o Situación de Emergencia; o,
- b) Si la Situación de Emergencia se hubiere debido a dolo o negligencia grave del personal ejecutivo o de supervisión de la contratista, de sus Compañías Relacionadas o de sus subcontratistas.

OCTAVA: DE LAS GARANTIAS Y SEGUROS.-OCHO.UNO. (8.1.) Garantías.- La contratista rendirá a favor de CEPE las siguientes garantías:

OCHO.UNO.UNO. (8.1.1.) Garantía de Exploración: A la firma de este Contrato la contratista rendirá a favor de CEPE una garantía bancaria, incondicional, irrevocable y de cobro inmediato, en Dólares, por un valor equivalente al veinte por ciento de las Inversiones de Exploración estimadas que se compromete a realizar durante los primeros cuatro años del Período de Exploración y que constan en el anexo tercero (III). Copia certificada de dicha garantía forma parte integrante de este Contrato, como anexo décimo primero (XI).

OCHO.UNO.UNO.UNO. (8.1.1.1.) Esta garantía será devuelta a la contratista al pasar al Período de Explotación, una vez que hubiere demostrado que ha cumplido con todas las obligaciones del Período de Exploración o cuando se diere por terminado este Contrato por no haberse descubierto Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables previa.

OCHO.DOS.CUATRO. (8.2.4.) La contratista exigirá a sus aseguradores incluir una cláusula expresa en todas las pólizas, en virtud de la cual éstos renuncien a su derecho de subrogación contra CEPE.

OCHO.DOS.CINCO. (8.2.5.) Las primas de seguros serán consideradas Inversiones, o Costos y Gastos, según el caso, excepto las primas de los seguros adicionales referidos en las cláusulas ocho.dos.doce (8.2.12.) y ocho.dos.trece. (8.2.13.). Todas las pérdidas y daños así como los costos y gastos en exceso de dichos seguros o no cubiertos por seguros adquiridos bajo este Contrato o el monto deducible del seguro, serán considerados como Inversiones, o Costos y Gastos.

OCHO.DOS.SEIS. (8.2.6.) Todos los seguros necesarios para cumplir con este Contrato deberán estar de acuerdo con la ley ecuatoriana y, además, basados en las prácticas petroleras internacionales generalmente aceptadas. En la medida en que la ley lo permita y siguiendo los procedimientos establecidos en ella, la contratista podrá proporcionar cobertura de seguros para cumplir los requisitos aquí establecidos mediante el uso de cualquier póliza o pólizas de cobertura internacional y, en este caso, la contratista quedará liberada del requerimiento de proporcionar cobertura de seguros a través del mercado ecuatoriano.

OCHO.DOS.SIETE. (8.2.7.) Es de total y de exclusiva responsabilidad de la contratista exigir a todos sus subcontratistas o terceros que provean bienes o servicios para el cumplimiento de sus obligaciones bajo este Contrato, la Contratación de los seguros que la contratista considere necesarios y económicamente factibles.

OCHO.DOS.OCHO. (8.2.8.) La contratista entregará a CEPE copias auténticas de las pólizas de seguros contratadas en el Ecuador. En caso de seguros contratados en el exterior, la contratista entregará a CEPE, a su entera satisfacción, notas de cobertura o certificaciones debidamente otorgadas y suscritas por las compañías aseguradoras de todas y cada una de las pólizas de seguro previstas en esta Cláusula ocho.dos. (8.2.).

OCHO.DOS.NUEVE. (8.2.9.) Unicamente los gastos de seguros requeridos por las leyes y por los reglamentos aplicables o por este Contrato o autorizados por el Comité de Administración o determinados por arbitraje, serán considerados como Inversiones o Costos y Gastos.

OCHO.DOS.DIEZ. (8.2.10.) CEPE tomará pólizas de seguros, en lo que fuere aplicable, para asegurar cualquier inversión realizada por su cuenta y riesgo, incluyendo renuncia de subrogación por parte de las aseguradoras de reclamos contra la contratista, sus Compañías Relacionadas y sus subcontratistas.

OCHO.DOS.ONCE. (8.2.11.) La fijación de los montos de daños y perjuicios no cubiertos por los seguros previstos en esta Cláusula ocho.dos. (8.2.) o los daños y perjuicios sufridos por CEPE, originados en riesgos no asegurados, será efectuada por las Partes y, si éstas no llegaren a un acuerdo, por un Consultor (perito evaluador independiente) cuya decisión será obligatoria. En caso de perjuicios causados a terceros, no cubiertos por los seguros previstos en esta Cláusula ocho.dos. (8.2.), se aplicará lo dispuesto en el artículo noventa (90) de la Ley de Hidrocarburos.

OCHO.DOS.DOCE. (8.2.12.) Si la contratista deseara contratar seguros adicionales a los propuestos por ella o elevar el monto de cobertura de los ya contratados, sin la autorización del Comité de Administración, podrá hacerlo, pero tales egresos no formarán parte de las Inversiones, o Costos y Gastos aplicables a este Contrato y el producto del pago de la compañía aseguradora o reaseguradora corresponderá exclusivamente a la contratista.

OCHO.DOS.TRECE. (8.2.13.) La contratista adicionalmente podrá tomar pólizas de seguros con el objeto de cubrir los riesgos de los bienes de su propiedad no sujetos a reembolso según este Contrato, o de los de propiedad de terceros, en cuyo caso los costos de dichas pólizas no formarán parte de las Inversiones, o Costos y Gastos, sin perjuicio de lo dispuesto en la cláusula veinte.uno.cinco.uno. (20.1.5.1.).

OCHO.DOS.CATORCE. (8.2.14.) En caso de que por razones imputables a la contratista o subcontratistas no se hubieren contratado oportunamente los seguros previstos en esta Cláusula ocho.dos. (8.2.), o de que la contratista se halle en incumplimiento de pago de las primas de las pólizas de seguros respectivas, los riesgos provenientes de tales hechos serán de responsabilidad exclusiva de la contratista y no habrá lugar a que CEPE reembolse a la contratista las Inversiones, Costos y Gastos o las indemnizaciones que se pudieren derivar como consecuencia del siniestro. En el caso de que CEPE, en virtud de fallo ejecutoriado, hubiere tenido que asumir el pago de indemnizaciones o reposición de bienes en razón del evento señalado en esta cláusula ocho.dos.catorce. (8.2.14.), CEPE deducirá tales valores de los reembolsos y pagos que correspondieren a la contratista, sin perjuicio de las demás acciones legales a que hubiere lugar.

NOVENA: DEL PERIODO DE EXPLORACION.-NUEVE.UNO (9.1.) Plan Exploratorio Mínimo, Programas y Presupuestos Anuales.-La contratista someterá al Comité de Administración, los Programas y Presupuestos Anuales de exploración, los mismos que deberán estar de acuerdo con el Plan Exploratorio Mínimo. Tales Programas y Presupuestos Anuales contendrán desgloses trimestrales estimados que tendrán únicamente carácter referencial.

NUEVE.DOS.SEIS. (9.2.6.) Igualmente, el Período de Exploración de cuatro años podrá ser prorrogado hasta por dos años más, si la contratista ha ejecutado satisfactoriamente el Plan Exploratorio Mínimo durante los primeros cuatro años, sin que hubiere existido descubrimientos Comerciales y se obligue a ejecutar un programa adicional que incluya, al menos, la perforación de un pozo exploratorio. El lapso de prórroga no podrá ser negado sin causa justa.

NUEVE.DOS.SIETE. (9.2.7.) En todos los casos, la prórroga del Período de Exploración deberá ser autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con el artículo veinte y tres (23) de la Ley de Hidrocarburos, reformado por el artículo nueve (9) de la Ley número ciento uno (101).

NUEVE.TRES. (9.3.) Plan de Desarrollo.- Para que la contratista declare la comercialidad de los yacimientos descubiertos durante el Período de Exploración, el Directorio de CEPE y el Ministerio de Energía y Minas deberán estudiar y aprobar, en forma previa, el Plan de Desarrollo de los yacimientos propuesto por la contratista en el que se contemple lo siguiente: el Area Reservada para la Explotación, el plazo estimado de la Fase de Desarrollo que no podrá exceder de cinco años, estimaciones de reservas recuperables y del perfil de producción, estimaciones de las Inversiones necesarias para producir Petróleo Crudo en cantidades que permitan asegurar tal comercialidad. Para presentar el Plan de Desarrollo el Comité de Administración estimará los Costos de Producción (incluyendo otras inversiones y gastos de CEPE), Costos de Transporte y Costos de Comercialización relacionados con dicho Plan de Desarrollo. Para propósitos de esta estimación, los Costos de Comercialización serán equivalentes a costos de comercialización similares cobrados por terceros independientes para tales actividades. En el caso de que las Partes no estén de acuerdo con los Costos de Comercialización, estos podrán ser determinados por un Consultor. El Plan de Desarrollo deberá establecer parámetros de producción, espaciamiento de pozos, tarifas de oleoductos y cualquier otro factor que afectaría necesariamente la factibilidad económica del desarrollo propuesto.

NUEVE.TRES.UNO. (9.3.1.) El Directorio de CEPE tendrá un plazo de sesenta días para aprobar el Plan de Desarrollo, a partir de la entrega-recepción del mismo, y para someterlo a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con el literal b) del artículo treinta y uno (31) de la Ley de Hidrocarburos.

NUEVE.TRES.DOS. (9.3.2.) Si CEPE juzgare necesario proponer reformas al Plan de Desarrollo propuesto, podrá hacerlo dentro del mismo plazo de sesenta días.

NUEVE.TRES.DOS.UNO. (9.3.2.1.) CEPE podrá proponer dichas reformas, únicamente en los siguientes casos:

Explotación.- Si durante el Período de Exploración la contratista descubre Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables, procederá a designar y delimitar las Áreas Reservadas para la Explotación. Si durante el Período de Explotación la contratista descubre Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables adicionales, procederá a designar y delimitar las Áreas Reservadas para la Explotación, adicionales. Sin embargo, la contratista podrá retener toda el Área del Contrato, durante la vigencia de este Contrato, y realizar labores de exploración en el resto del Área del Contrato.

NUEVE.SIETE. (9.7.) Producción de prueba.- Los recursos obtenidos de la venta del Petróleo Crudo producido en pruebas de pozo (para determinar las características del yacimiento y tasas de producción), se incluirán en los ingresos brutos del Área del Contrato. Para ello, CEPE y la contratista analizarán la factibilidad técnica y económica de la utilización de cualquier producción de prueba y, si es conveniente hacerlo, CEPE aceptará la entrega de dicha producción; caso contrario, se dispondrá del Petróleo Crudo de acuerdo a las regulaciones legales pertinentes a fin de no interrumpir las pruebas, y en el evento de ausencia de ellas, se acudirá a la práctica petrolera internacional generalmente aceptada. En caso de declaratoria de Comercialidad del yacimiento en el que haya habido producción de prueba disponible para la venta y esta producción haya sido aceptada por CEPE como tal, los recursos provenientes de su venta se incluirán en el cálculo del pago de la Tasa por los Servicios a la contratista, una vez que se inicie la producción Comercial de dicho yacimiento. El precio de venta del Petróleo Crudo producido en pruebas de pozo será calculado al Precio de Mercado Internacional, según el procedimiento establecido en la cláusula cuatro.tres.treinta y cuatro. (4.3.34.).

DÉCIMA : DEL PERÍODO DE EXPLOTACIÓN.-DIEZ.UNO. (10.1.) Fase de Desarrollo, Programas y Presupuestos Anuales.- La contratista someterá al Comité de Administración, los Programas y Presupuestos Anuales de la Fase de Desarrollo, los mismos que deberán guardar concordancia con el Plan de Desarrollo aprobado. Tales Programas y Presupuestos Anuales contendrán desgloses trimestrales estimados que tendrán únicamente carácter referencial.

DIEZ.UNO.UNO. (10.1.1.) Los Programas y Presupuestos Anuales a que se refiere la cláusula diez.uno. (10.1) serán presentados por la contratista al Comité de Administración hasta el primero de octubre anterior al Año Fiscal en que los mencionados Programas y Presupuestos Anuales serán ejecutados.

DIEZ.UNO.DOS. (10.1.2.) En el caso del primer año de la Fase de Desarrollo el Programa y Presupuesto Anual por el lapso que resta del Año Fiscal (y si el primer año comienza después del primero de octubre, el Programa y Presupuesto Anual correspondiente al Año Fiscal inmediato siguiente), será presentado hasta dentro

DIEZ.SEIS.TRES. (10.6.3.) Las Inversiones de Exploración Adicionales efectuadas por la contratista en el Área del Contrato durante el Período de Explotación y las relacionadas con los nuevos descubrimientos y declaratorias de comercialidad durante el Período de Explotación, podrán ser hechas en la totalidad del Área del Contrato, ya sea dentro de las Áreas Reservadas para la Explotación o fuera de ellas. Todas las Inversiones efectuadas con relación a un yacimiento antes de su declaratoria de Comercialidad, serán consideradas Inversiones de Exploración.

UNDECIMA: DE LA INTERNACION DE LOS RECURSOS Y DEL REGISTRO DE LAS INVERSIONES, Y COSTOS Y GASTOS.-ONCE.UNO. (11.1.) Inversiones, y Costos y Gastos.- Las Inversiones, y Costos y Gastos serán efectuados de acuerdo con los respectivos Planes, y los Programas y Presupuestos Anuales, aprobados de conformidad con los procedimientos establecidos en este Contrato.

ONCE.UNO.UNO. (11.1.1.) El régimen de divisas pertinente a este Contrato, la internación, negociación, registro y remisión de las mismas, se regirán por la ley, el Decreto Ejecutivo número doce ochenta y seis (1286), las regulaciones de la Junta Monetaria, los acuerdos y resoluciones del Ministerio de Industrias, Comercio, Integración y Pesca y las resoluciones de la Superintendencia de Compañías, que fueren aplicables a este Contrato, así como por las estipulaciones de este Contrato.

ONCE.UNO.DOS. (11.1.2.) La contratista está obligada a realizar exclusivamente por intermedio del Banco Central del Ecuador la internación al País de todos los recursos financieros necesarios para la prestación de los servicios objeto de este Contrato, así como todas las operaciones de conversión monetaria derivadas de este Contrato. Las Partes interpretan que la internación de los recursos financieros está constituida por el registro y conversión monetaria de los mismos en el Banco Central del Ecuador.

ONCE.UNO.DOS.UNO. (11.1.2.1.) La contratista no podrá sustituir los recursos económicos que deberá proveer para la ejecución de este Contrato, por operaciones de crédito realizadas con la banca privada nacional y las sucursales de bancos extranjeros establecidos en el Ecuador.

ONCE.UNO.TRES. (11.1.3.) La contratista podrá mantener cuentas en Dólares u otras divisas, en bancos constituidos o domiciliados en el Ecuador o en bancos en el exterior y podrá hacer pagos utilizando los fondos depositados en dichas cuentas, en Dólares u otras divisas, de conformidad con las regulaciones de la Junta Monetaria.

ONCE.UNO.TRES.UNO. (11.1.3.1.) Las transacciones de compra y venta de Dólares o sucres, que según el caso deban efectuarse en virtud de este Contrato, se realizarán a la Cotización de Cambio. Para este efecto, se asegura a la contratista la convertibilidad monetaria correspondiente, de acuerdo a las regulaciones cambiarias vigentes al momento de la conversión.

ONCE.UNO.CUATRO. (11.1.4.) Para el caso de pago en dinero, CEPE obtendrá que el Banco Central del Ecuador provea a la contratista de los Dólares necesarios para los pagos que CEPE debe hacer a la contratista por la Tasa Neta por los Servicios y los reembolsos de las Inversiones, y Costos y Gastos, de acuerdo con este Contrato.

ONCE.UNO.CUATRO.UNO. (11.1.4.1.) Para dicho caso, los reembolsos de las Inversiones, y/o Costos y Gastos realizados en Dólares y el pago de la Tasa Neta por los Servicios adeudados, de acuerdo con las normas de la Cláusula décimosegunda, se efectuarán en Dólares, acreditándolos en el establecimiento bancario designado por la contratista, en el exterior o en el Ecuador. Para el caso de los reembolsos de los Costos y Gastos realizados en sucres, éstos se efectuarán en sucres, acreditándolos en cualquier institución bancaria en el Ecuador designada por la contratista.

ONCE.UNO.CUATRO.DOS. (11.1.4.2.) Cuando la contratista reciba, en especie, el reembolso de las Inversiones, y/o Costos y Gastos incurridos en Dólares, y el pago de la Tasa Neta por los Servicios o de la totalidad de la Tasa por los Servicios, tomando en consideración lo señalado en la cláusula trece.uno.dos.ocho. (13.1.2.8.), la contratista tendrá derecho a retener en el exterior los recursos en moneda extranjera, recibidos y derivados de la venta del Petróleo Crudo, sin obligación de venta de dichas divisas al Banco Central del Ecuador.

ONCE.DOS. (11.2.) Registros.- CEPE y la contratista, según corresponda, están obligadas a efectuar los siguientes registros necesarios para la ejecución de este Contrato:

ONCE.DOS.UNO. (11.2.1.) Registros de este Contrato.- Será obligación de la contratista la inscripción y registro de este Contrato en el Ministerio de Finanzas y Crédito Público, de acuerdo con los Decretos Ejecutivos números catorce noventa y uno (1491) y doce ochenta y seis (1286), y en el Registro de Hidrocarburos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, dentro del plazo de treinta días contados desde la fecha de su suscripción, conforme lo disponen los artículos doce (12) y veinte y tres (23) de la Ley de Hidrocarburos. Además, dentro del término de quince días contados a partir de la Fecha de Vigencia, CEPE entregará al Banco Central del Ecuador una copia de este Contrato, para su registro. Como evidencia de tal registro el Banco Central del Ecuador emitirá el certificado de registro correspondiente.

ONCE.DOS.DOS. (11.2.2.) Registro provisional de las Inversiones, y Costos y Gastos.- Dentro del término de treinta días contados a partir de la iniciación de cada Año Fiscal, (y para el primer año de vigencia de este Contrato, dentro del término de sesenta días desde la Fecha de Vigencia) la contratista, a través del Comité de Administración, solicitará al Banco Central del Ecuador el registro provisional de las Inversiones, y Costos y Gastos estimados, según corresponda. A este efecto, se enviará a dicha Institución los Programas y Presupuestos Anuales aprobados por el Directorio de CEPE y el Ministerio de Energía y Minas para tal Año Fiscal, según se establece en este Contrato. El Banco Central del Ecuador emitirá el respectivo certificado de registro provisional. Este certificado puede ser modificado para cubrir Inversiones, o Costos y Gastos adicionales, cuando la contratista requiera ampliar el monto de importación de recursos.

ONCE.DOS.TRES. (11.2.3.) Registro definitivo de las Inversiones, y Costos y Gastos.- Una vez que las Inversiones, y Costos y Gastos hayan sido efectuados y luego de la verificación y auditoría de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, la contratista, a través del Comité de Administración, solicitará al Banco Central del Ecuador el registro definitivo de las Inversiones, y Costos y Gastos, según sea el caso, para lo cual deberá adjuntar las respectivas certificaciones de CEPE, de las que aparezca que el Directorio de esta Corporación ha aprobado el informe de auditoría de la Dirección Nacional de Hidrocarburos. El Banco Central del Ecuador emitirá el respectivo certificado de registro definitivo en el que detallará los montos correspondientes a las Inversiones de Exploración, de Desarrollo, de Producción, y Costos y Gastos, según sea el caso. Si hubieren discrepancias entre los montos de las Inversiones, y Costos y Gastos, asentados en la contabilidad de la contratista, y los montos resultantes de la verificación y auditoría por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, se emitirán dos certificados: el primero, definitivo, que cubra los montos sobre los que no hay discrepancia y, el segundo, provisional, que cubra los montos sobre los cuales exista discrepancia; este último será canjeado por uno definitivo cuando se resuelva la discrepancia.

DUODECIMA: DE LOS REEMBOLSOS Y PAGOS A LA CONTRATISTA.-DOCE.UNO.

(12.1.) Principio fundamental.- Habrá lugar a los reembolsos de las Inversiones, Costos y Gastos y al pago de la Tasa por los Servicios, por parte de CEPE a favor de la contratista, dentro de los plazos, procedimientos y modalidades estipulados en este Contrato, únicamente cuando ésta hubiere descubierto en el Area del Contrato, Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables.

DOCE.DOS. (12.2.) Reembolsos de las Inversiones de Exploración.- Los reembolsos a la contratista de las Inversiones de Exploración efectuadas en el Período de Exploración, a valor de libros, se realizarán mensualmente en alícuotas iguales, durante los cinco primeros años de la Fase de Producción.

DOCE.DOS.UNO. (12.2.1.) Las Inversiones de Exploración relativas a los yacimientos en Explotación Anticipada se contabilizarán en la cuenta Inversiones de Exploración del Area del Contrato y serán reembolsadas por CEPE, junto con las restantes Inversiones de Exploración del Area del Contrato, de acuerdo con el artículo veinte y siete (27) del Reglamento de Contabilidad, en cinco alícuotas anuales, pagaderas mensualmente, durante los cinco primeros años, a partir del inicio de la Fase de Producción.

DOCE.DOS.DOS. (12.2.2.) Las Inversiones de Exploración Adicionales efectuadas por la contratista en el Período de Explotación serán consideradas Inversiones de riesgo y, por tanto, sus reembolsos estarán sujetos a que se produzcan nuevos descubrimientos de Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables en el Area del Contrato. Tales reembolsos serán efectuados durante los primeros cinco años a partir de la fecha en que entren en producción esos Yacimientos, en alícuotas mensuales iguales.

DOCE.DOS.DOS.UNO. (12.2.2.1.) La producción proveniente de tales descubrimientos adicionales se añadirá a la producción existente para obtener el valor del factor "Q" de la fórmula de la Tasa por los Servicios.

DOCE.DOS.TRES. (12.2.3.) Los derechos arancelarios, aduaneros o portuarios, tasas y otros tributos que la contratista tuviere que pagar durante el Período de Exploración o en relación con actividades de exploración desarrolladas durante el Período de Explotación, serán reembolsados según la cláusula doce.dos. (12.2.).

DOCE.DOS.CUATRO. (12.2.4.) El procedimiento para el reembolso de las Inversiones de Exploración será el siguiente:

DOCE.DOS.CUATRO.UNO. (12.2.4.1.) La contratista presentará al Comité de Administración, dentro del plazo de treinta días posteriores al inicio de la Fase de Producción (y, en el caso de "Inversiones de Exploración Adicionales" efectuadas durante el Período de Explotación, dentro de los treinta días posteriores al inicio de la producción Comercial del yacimiento descubierto como resultado de tales Inversiones), la información sobre el monto total de las Inversiones de Exploración y alícuotas mensuales que correspondan a sus reembolsos. El Comité de Administración remitirá a CEPE dicha información con los comentarios que estime pertinentes, dentro del término de cinco días contados desde el día siguiente al de su recepción.

DOCE.DOS.CUATRO.DOS. (12.2.4.2.) El monto total de las Inversiones de Exploración efectuadas en el Período de Exploración, (excepto las "Inversiones de Exploración Adicionales" efectuadas en el Período de Explotación) se dividirá en sesenta alícuotas iguales, las mismas que CEPE reembolsará mensualmente a la contratista, durante los cinco primeros años de la Fase de Producción.

DOCE.DOS.CUATRO.TRES. (12.2.4.3.) El monto total de las "Inversiones de Exploración Adicionales" efectuadas durante el Período de Explotación se dividirá en sesenta alícuotas iguales, las mismas que CEPE reembolsará mensualmente a la contratista, durante los cinco primeros años a partir de la fecha en que entren en producción Comercial los yacimientos descubiertos como resultado de tales "Inversiones de Exploración Adicionales" y, si la duración de este Contrato, en ese momento, fuere menor a sesenta meses, los reembolsos se efectuarán en los meses que falten para la terminación de este Contrato, en alícuotas iguales.

DOCE.DOS.CUATRO.CUATRO. (12.2.4.4.) CEPE verificará la información remitida por el Comité de Administración sobre las Inversiones de Exploración y las "Inversiones de Exploración Adicionales", y dentro del término de quince días, el Gerente General de CEPE expedirá la correspondiente resolución de reembolsos y remitirá una copia de la misma al Banco Central del Ecuador. En esta resolución constará el monto total de las Inversiones de Exploración, la parte que debe reembolsarse cada Año Fiscal y las alícuotas mensuales correspondientes que se reembolsarán a la contratista el último día laborable de cada mes.

DOCE.DOS.CUATRO.CINCO. (12.2.4.5.) Cuando los reembolsos deban ser efectuados en dinero, el Banco Central del Ecuador, una vez recibida la resolución de reembolsos mencionada en la cláusula doce.dos.cuatro.cuatro. (12.2.4.4.), y sin necesidad de orden expresa adicional alguna, entregará a la contratista los valores mensuales que le correspondan.

DOCE.DOS.CUATRO.SEIS. (12.2.4.6.) Cuando los reembolsos se hagan en especie se aplicarán las estipulaciones de la Cláusula doce.catorce. (12.14.).

DOCE.TRES. (12.3.) Reembolsos de las Inversiones de Desarrollo.- Las Inversiones de Desarrollo realizadas hasta la finalización de cada Año Fiscal de la Fase de Desarrollo, a valor de libros, se reembolsarán en el plazo de diez años, en alícuotas anuales iguales, pagaderas al final de cada Año Fiscal, a partir de la iniciación de la Fase de Producción.

DOCE.TRES.UNO. (12.3.1.) Las Inversiones de Desarrollo de los yacimientos en Explotación Anticipada se contabilizarán en la cuenta de Inversiones de Desarrollo del Area del Contrato y serán reembolsadas por CEPE, en diez alícuotas anuales iguales, a partir del inicio de la producción Comercial de dichos yacimientos. Las Inversiones de Desarrollo efectuadas en Explotación Anticipada se imputarán al monto de las Inversiones mínimas mencionadas en la cláusula seis.dos.siete.uno. (6.2.7.1.).

DOCE.TRES.DOS. (12.3.2.) En el caso de Inversiones de Desarrollo adicionales efectuadas durante la Fase de Producción, el reembolso se realizará durante los diez años siguientes al que se efectuaron tales Inversiones, y si la duración de este Contrato, en ese momento, fuere menor a diez años, el reembolso se efectuará en los años que falten para la terminación de este Contrato, en alícuotas iguales, al final de cada Año Fiscal.

DOCE.TRES.TRES. (12.3.3.) Los derechos arancelarios, aduaneros o portuarios, tasas y otros tributos que la contratista tuviere que pagar durante la Fase de Desarrollo, en relación a actividades de explotación, serán reembolsados según esta Cláusula doce.tres. (12.3.).

DOCE.TRES.CUATRO. (12.3.4.) El procedimiento para el reembolso de las Inversiones de Desarrollo será el siguiente:

DOCE.TRES.CUATRO.UNO. (12.3.4.1.) La contratista presentará al Comité de Administración, dentro del plazo de treinta días posteriores a la finalización de cada Año Fiscal de la Fase de Desarrollo (y en el caso de Inversiones de Desarrollo en Explotación Anticipada o de Inversiones de Desarrollo adicionales efectuadas durante la Fase de Producción, dentro de treinta días desde la finalización del Año Fiscal en que fueron incurridas), la información sobre el monto total de las Inversiones de Desarrollo efectuadas durante ese Año Fiscal y las alícuotas anuales que correspondan a sus reembolsos. El Comité de Administración remitirá a CEPE dicha información con los comentarios que estime pertinentes, dentro del término de cinco días contados desde el día siguiente al de su recepción.

DOCE.TRES.CUATRO.DOS. (12.3.4.2.) El monto total de las Inversiones de Desarrollo efectuadas hasta la finalización de cada Año Fiscal de la Fase de Desarrollo se reembolsará a la contratista en el plazo de diez años a partir del inicio de la Fase de Producción, en alícuotas anuales iguales y en el último día laborable de cada Año Fiscal. Las Inversiones de Desarrollo efectuadas en Explotación Anticipada se reembolsarán de la misma manera, pero a partir de la producción Comercial de los yacimientos en Explotación Anticipada. Las Inversiones de Desarrollo adicionales efectuadas durante la Fase de Producción se reembolsarán en el último día laborable de cada Año Fiscal, durante los diez años siguientes al que se efectuaron tales Inversiones, sin perjuicio de lo dispuesto en la cláusula doce.tres.dos. (12.3.2.).

DOCE.TRES.CUATRO.TRES. (12.3.4.3.) Para los casos de Inversiones de Desarrollo, CEPE y el Banco Central del Ecuador, si fuere el caso, procederán, para efectos de tales reembolsos, en la forma que en las cláusulas doce.dos.cuatro.cuatro. (12.2.4.4.), doce.dos.cuatro.cinco. (12.2.4.5.) y doce.dos.cuatro.seis. (12.2.4.6.) se ha estipulado para los reembolsos de las Inversiones de Exploración.

DOCE.CUATRO. (12.4.) Reembolsos de las Inversiones de Producción.- Los reembolsos a la contratista de las Inversiones de Producción (incluyendo aquellas realizadas en yacimientos en Explotación Anticipada) se realizarán, a valor de libros, mediante diez alícuotas anuales iguales, que serán pagadas al final de cada Año Fiscal, durante los diez años siguientes a aquel de la realización de las mismas, y si la duración de este Contrato, en ese momento, fuere menor a diez años, el reembolso se efectuará en los años que falten para la terminación de este Contrato, en alícuotas iguales, al final de cada Año Fiscal.

DOCE.CUATRO.UNO. (12.4.1.) Las Inversiones que efectúe la contratista en la Fase de Producción, propuestas por CEPE bajo un "Programa Adicional", se pagarán de acuerdo a lo previsto en la cláusula doce.cuatro. (12.4.).

DOCE.CUATRO.DOS. (12.4.2.) El procedimiento para los reembolsos de las Inversiones de Producción será el siguiente: Dentro del plazo de treinta días a partir de la fecha de finalización de cada Año Fiscal, la contratista presentará al Comité de Administración la información relativa al monto de las Inversiones de Producción efectuadas durante dicho Año Fiscal. El Comité de Administración remitirá a CEPE dicha información con los comentarios que estime pertinentes, dentro del término de cinco días contados desde el día siguiente al de su recepción. CEPE y el Banco Central del Ecuador, si fuere el caso, procederán, para efectos de tales reembolsos, en la forma que, en las cláusulas doce.dos.cuatro.cuatro. (12.2.4.4.), doce.dos.cuatro.cinco. (12.2.4.5.) y doce.dos.cuatro.seis. (12.2.4.6.) se ha estipulado para los reembolsos de las Inversiones de Exploración.

DOCE.CINCO. (12.5.) Reembolsos de Costos y Gastos.- CEPE reembolsará mensualmente a la contratista, a valor de libros, los Costos y Gastos en que ésta hubiere incurrido durante la Fase de Producción. Para estos reembolsos bastará el visto bueno del Comité de Administración.

DOCE.CINCO.UNO. (12.5.1.) Los Costos y Gastos relativos a los yacimientos en Explotación Anticipada serán reembolsados a partir del inicio de la producción Comercial en dichos yacimientos.

DOCE.CINCO.DOS. (12.5.2.) Los derechos arancelarios, aduaneros o portuarios, tasas y otros tributos, que la contratista tuviere que pagar durante la Fase de Producción, en relación a actividades de explotación, serán reembolsados según la cláusula doce.cinco. (12.5.).

DOCE.CINCO.TRES. (12.5.3.) El procedimiento para el reembolso de los Costos y Gastos será el siguiente:

- a) Dentro del término de cinco días posteriores a la entrega - recepción de la planilla mensual de la contratista al Comité de Administración, éste analizará y presentará a CEPE, para su verificación contable, las planillas por el valor de los Costos y Gastos en que haya incurrido la contratista.
- b) Dentro del plazo de siete días posteriores a la presentación de las planillas a CEPE por parte del Comité de Administración, CEPE verificará contablemente las planillas y tratará con la contratista sobre cualquiera de los puntos que necesite aclaración.
- c) Dentro del plazo de seis días posteriores a la recepción de los pedidos de aclaraciones, según el literal b), la contratista tratará de satisfacer a CEPE sobre la verificación contable de las planillas o sus partes. Una vez efectuadas dichas aclaraciones, CEPE, dentro del plazo mencionado en el literal d), pagará o emitirá las órdenes de pago respectivas. Si hubieren planillas o rubros de planillas sobre las cuales las Partes no hayan podido llegar a un acuerdo, el monto del respectivo reembolso, de haberlo, el asunto podrá ser referido a un Consultor.
- d) Dentro del plazo de veinte días posteriores a la entrega-recepción de las respectivas planillas, de acuerdo a lo indicado en el literal a), CEPE pagará en sures, o emitirá las órdenes de pago en Dólares, para la cancelación inmediata, por parte del Banco Central del Ecuador, de las planillas o los rubros de las planillas referentes a Costos y Gastos que no hayan sido objetados por causa justa. Si los Costos y Gastos, incurridos en Dólares, fueren excepcionalmente reembolsados en especie, CEPE cancelará tales Costos y Gastos, de conformidad con el convenio de embarques referido en la Cláusula doce.catorce. (12.14.).

- e) Si después del plazo de veinte días contados a partir de los veinte días establecidos en el literal d), CEPE no pagare la correspondiente planilla mensual de los valores no objetados de acuerdo con el literal b), o aclarados a satisfacción de CEPE de acuerdo con el literal c), CEPE pagará intereses a la contratista, según la cláusula doce.nueve. (12.9.).
- f) Sin perjuicio de efectuar los pagos mensuales y de las verificaciones contables referidas en el literal b), CEPE podrá realizar, semestralmente, inspecciones de los documentos de soporte de las planillas y, de ser del caso, efectuará los reajustes correspondientes. La contratista puede objetar cualquier reajuste y, si las Partes no pueden acordar la cantidad del reajuste, si hubiere alguna, se podrá referir el asunto a un Consultor.

DOCE.CINCO.CUATRO. (12.5.4.) Los Costos y Gastos incurridos para operaciones de producción se registrarán en la cuenta de Costos y Gastos de extracción y operación, de conformidad con el Reglamento de Contabilidad, para su liquidación y reembolso a la contratista, según el procedimiento establecido en esta Cláusula doce.cinco. (12.5.).

DOCE.SEIS. (12.6.) Pago de la Tasa por los Servicios.- La contratista recibirá de CEPE el pago de la Tasa por los Servicios.

DOCE.SEIS.UNO. (12.6.1.) Para el primer Trimestre Calendario de la Fase de Producción, los factores para calcular la Tasa por los Servicios serán estimados por el Comité de Administración de acuerdo al Plan de Desarrollo, con la información actualizada disponible. Para cada Trimestre Calendario subsiguiente la Tasa por los Servicios será estimada por el Comité de Administración sobre la base de todos los factores actualizados del Trimestre Calendario anterior. La cuantía de esta Tasa por los Servicios se dividirá y pagará en alícuotas mensuales iguales.

DOCE.SEIS.DOS. (12.6.2.) Para la liquidación provisional de la Tasa por los Servicios, después de la terminación de cada Año Fiscal, los valores usados para los Trimestres Calendarios, como se estipula anteriormente, se reemplazarán por los factores reales y se reajustará la Tasa por los Servicios del Año Fiscal correspondiente.

DOCE.SEIS.TRES. (12.6.3.) La Tasa por los Servicios relativa a los yacimientos en Explotación Anticipada será pagada a partir del inicio de la producción Comercial en dichos yacimientos. En este caso, el monto de la cuenta de Inversiones de Desarrollo y Producción de los yacimientos en Explotación Anticipada constituirá la Inversión no amortizada (INA) que servirá para calcular la Tasa por los Servicios a pagarse.

DOCE.SEIS.CUATRO. (12.6.4.) Para efectuar las liquidaciones definitivas correspondientes, la cuantía de la Tasa por los Servicios se calculará en forma final cuando se disponga de los resultados de la auditoría respectiva señalada en las cláusulas doce.diez. (12.10.) y quince.dos.uno. (15.2.1.) CEPE y la contratista harán una pronta liquidación de cualquier diferencia en los pagos.

DOCE.SEIS.CINCO. (12.6.5.) El valor anual de la Tasa por los Servicios se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$TS = PR (INA) + R (P-C) Q$$

En donde:

TS = Cuantía anual del pago de la Tasa por los Servicios, en Dólares.

PR = Prime Rate. INA = La suma de las Inversiones de Desarrollo y Producción realizadas por la contratista menos los reembolsos de dichas Inversiones acumulados y pagados por CEPE a la contratista, ajustada al inicio de cada

Año Fiscal.

R = Factor promedio, en fracción decimal, que garantiza la utilidad de la contratista al pagarse la Tasa por los Servicios, calculado de la siguiente manera:

$$R = \frac{R1(Q1) + R2(Q2) + R3(Q3) + R4(Q4) + R5(Q5) + R6(Q6)}{Q1 + Q2 + Q3 + Q4 + Q5 + Q6}$$

En donde:

$$R1 = 0,45$$

$$R2 = 0,42$$

$$R3 = 0,25$$

$$R4 = 0,20$$

$$R5 = 0,10$$

$$R6 = 0,05$$

Q1 = Producción promedio anual de hasta diez mil (10.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q2 = Incremento de la producción promedio anual entre diez mil (10.000) y treinta mil (30.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q3 = Incremento de la producción promedio anual entre treinta mil (30.000) y cincuenta mil (50.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q4 = Incremento de la producción promedio anual entre cincuenta mil (50.000) y setenta mil (70.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q5 = Incremento de la producción promedio anual entre setenta mil (70.000) y cien mil (100.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q6 = Cualquier incremento de la producción promedio anual superior a cien mil (100.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

P = Precio de Mercado Internacional, promedio para el Año Fiscal vigente, aplicable al Petróleo Crudo del Area del Contrato, tal como se define en la cláusula cuatro.tres.treinta y cuatro. (4.3.34.).

C = Costos de Producción (sin incluir la Tasa por los Servicios) más Costos de Transporte, en Dólares por Unidad de Producción de Petróleo Crudo, de acuerdo a las definiciones de las cláusulas cuatro.tres.doce.uno. (4.3.12.1.) y cuatro.tres.doce.dos (4.3.12.2.).

Q = Producción anual fiscalizada de Petróleo Crudo proveniente del Area del Contrato, en Unidades de Producción de Petróleo Crudo.

DOCE.SEIS.SEIS. (12.6.6.) Para calcular el pago de la Tasa por los Servicios, las Inversiones de Producción formarán parte de las Inversiones no amortizadas (INA en la fórmula de la cláusula doce.seis.cinco. (12.6.5.) para el Año Fiscal en que dichas Inversiones hayan sido efectuadas.

DOCE.SEIS.SIETE. (12.6.7.) El procedimiento para el pago de la Tasa por los Servicios será el siguiente:

DOCE.SEIS.SIETE.UNO. (12.6.7.1.) Hasta el quince de diciembre de cada Año Fiscal de la Fase de Producción, la contratista presentará al Comité de Administración la información relativa al monto anual estimado del pago de la Tasa por los Servicios para el Año Fiscal siguiente. En caso de Explotación Anticipada la contratista presentará esta información a partir de la producción Comercial de los yacimientos en Explotación Anticipada.

DOCE.SEIS.SIETE.DOS. (12.6.7.2.) El Comité de Administración, a su vez, remitirá al Gerente General de CEPE dicha información, con los comentarios que estime pertinentes, dentro del mismo mes.

DOCE.SEIS.SIETE.TRES. (12.6.7.3.) Dentro del término de quince días contados desde la recepción de la antedicha información, el Gerente General de CEPE expedirá la correspondiente resolución de pagos y remitirá una copia de la misma al Banco Central del Ecuador. En esta resolución constará el monto anual estimado del pago de la Tasa por los Servicios y las alícuotas mensuales que se pagarán a la contratista en el último día laborable de cada mes. El monto anual estimado de la Tasa por los Servicios y las alícuotas mensuales correspondientes podrán ser reajustados de conformidad con las estimaciones proporcionadas por el Comité de Administración, según lo estipulado en las cláusulas doce.seis.uno. (12.6.1.) y doce.seis.dos (12.6.2.).

DOCE.SEIS.SIETE.CUATRO. (12.6.7.4.) Cuando los pagos deban ser efectuados en dinero, según las estipulaciones de este Contrato, el Banco Central del Ecuador, una vez recibida la resolución de pagos mencionada en la cláusula doce.seis.siete.tres. (12.6.7.3.), y sin necesidad de orden expresa adicional alguna, entregará a la contratista los valores mensuales que le correspondan

DOCE.SEIS.SIETE.CINCO. (12.6.7.5.) Cuando los pagos se hagan en especie se aplicarán las estipulaciones de la Cláusula doce.catorce. (12.14.).

DOCE.SIETE. (12.7.) Determinación de alícuotas.- A efecto de determinar las alícuotas para el reembolso de las Inversiones y para el pago de la Tasa por los Servicios, CEPE verificará las Inversiones, y Costos y Gastos; y, la contratista verificará los Costos de Producción y los Costos de Transporte.

DOCE.SIETE.UNO. (12.7.1.) Si, según el caso, el primero y último de los años de la Fase de Producción no se iniciaren o terminaren el primero o el último día del Año Fiscal correspondiente, las alícuotas anuales de los reembolsos de las Inversiones de Exploración, Desarrollo y Producción, a que hubiere lugar, y el pago de la Tasa por los Servicios, se calcularán a prorrata de los meses que falten para terminar dicho Año Fiscal, para el caso del primer año, y a prorrata de los meses transcurridos en ese Año Fiscal, para el caso del último año, y se entregarán a la contratista en esta forma:

- a) En cuanto a las Inversiones de Exploración y al pago de la Tasa por los Servicios, en tantas alícuotas mensuales iguales, en el último día laborable de cada uno de los meses restantes de ese Año Fiscal;
- b) En cuanto a las Inversiones de Desarrollo, para el caso del primer año, en una alícuota en el último día laborable de ese Año Fiscal; y, para el caso del último año, en una alícuota anual a la terminación de este Contrato; y,
- c) En cuanto a las Inversiones de Producción, para el caso del primer año, en una alícuota en el último día laborable del Año Fiscal siguiente; y para el caso del último año, en una alícuota anual a la terminación de este Contrato.

DOCE.OCHO. (12.8.) Acumulación.- La suma total de la restitución a CEPE de la parte que le corresponde de los Costos de Producción, de los Costos de Transporte y de los Costos de Comercialización; y, de los reembolsos y pagos a la contratista, durante un Año Fiscal determinado, no deberán ser mayores a los ingresos brutos derivados del Area del Contrato según la definición contenida en el artículo diecisiete (17) del Reglamento de Contabilidad. Si en cualquier Año Fiscal la restitución a CEPE de dichos Costos y los reembolsos de las Inversiones, Costos y Gastos y el pago de la Tasa por los Servicios que CEPE está obligada a efectuar a la contratista llegaren a ser mayores a dichos ingresos brutos, los saldos se transferirán y se acumularán a los reembolsos y pagos del Año Fiscal siguiente, y así sucesivamente, durante la vigencia de este Contrato. Para estos reembolsos y pagos acumulados CEPE no recurrirá a otros ingresos brutos distintos a los producidos en el Area del Contrato ni a ingresos brutos de Años Fiscales anteriores.

DOCE.OCHO.UNO. (12.8.1.) En caso de que en un determinado mes de un Año Fiscal, la restitución a CEPE de los Costos indicados en la cláusula doce.ocho. (12.8.) y los reembolsos y pagos a la contratista mencionados en la misma cláusula llegaren a ser mayores a los ingresos brutos del Area del Contrato, los saldos se transferirán y se acumularán a los reembolsos y pagos del mes siguiente de ese Año Fiscal y, así sucesivamente, hasta la finalización de dicho Año Fiscal. Si al final del Año Fiscal en mención, existieren dichos saldos, se procederá de conformidad con la cláusula doce.ocho. (12.8.).

DOCE.OCHO.DOS. (12.8.2.) Pese a la acumulación que se efectúe en virtud de esta Cláusula doce.ocho. (12.8.), las obligaciones relacionadas con estas acumulaciones se considerarán extinguidas al término de este Contrato, a menos que tal terminación sea impugnada por la contratista y el tribunal competente emita fallo favorable. Sin embargo, de existir saldos de Petróleo Crudo producido en el Area del Contrato antes de tal terminación, los ingresos correspondientes servirán para liquidar tales obligaciones, después de cubrir las restituciones correspondientes a CEPE.

DOCE.OCHO.TRES. (12.8.3.) Para determinar el ingreso bruto del Area del Contrato, el precio de Mercado Interno, que en ningún caso podrá ser superior al Precio del Mercado Internacional, será calculado específicamente para el Petróleo Crudo producido en el Area del Contrato, de conformidad con el artículo setenta y dos (72) de la Ley de Hidrocarburos, en forma que permita la recuperación de los Costos de Producción, Costos de Transporte y Costos de Comercialización, más una utilidad razonable para CEPE.

DOCE.NUEVE. (12.9.) Intereses.- A partir del plazo de los veinte días posteriores a la fecha en que deben hacerse los reembolsos y pagos a la contratista, CEPE pagará a la contratista, intereses, por el tiempo de retardo hasta que los reembolsos o pagos sean recibidos por la contratista, para la parte adeudada en Dólares o en especie, calculados a la tasa Prime Rate, pagaderos en dinero o en especie, dependiendo de la forma de pago y, para la parte adeudada en sucres, calculados a la tasa de interés legal vigente al tiempo de pago en el Ecuador, fijada por la Junta Monetaria. Cuando las obligaciones de reembolsos y pagos de CEPE sean en especie, los intereses se calcularán desde la fecha en que deban hacerse los embarques programados de acuerdo al convenio de embarques, hasta la fecha en que el Petróleo Crudo correspondiente esté disponible para la contratista, para que sea embarcado.

DOCE.NUEVE.UNO. (12.9.1.) Los intereses señalados en la cláusula doce.nueve. (12.9.) no se causarán ni serán pagaderos durante el período en que los eventos de caso fortuito o Fuerza Mayor imposibiliten a CEPE efectuar los reembolsos y pagos.

DOCE.DIEZ. (12.10.) Liquidación anual definitiva.- Las alícuotas por los reembolsos de las Inversiones, Costos y Gastos y por el pago de la Tasa por los Servicios, estarán sujetas a la liquidación definitiva que realizarán las Partes después de la terminación de cada Año Fiscal, en base a la auditoría que practicará la Dirección Nacional de Hidrocarburos, según la cláusula quince.dos.uno. (15.2.1.), con cuyos resultados se harán los ajustes correspondientes que constarán en las resoluciones del Directorio de CEPE. De manera general, no se efectuarán las liquidaciones definitivas de los reembolsos de este Contrato cuyo registro definitivo no se hubiere realizado en el Banco Central del Ecuador.

DOCE.ONCE. (12.11.) Reembolsos y pagos en especie.- Las Partes convienen en que los reembolsos de las Inversiones y el pago de la Tasa por los Servicios se efectuarán mediante la entrega a la contratista de Petróleo Crudo, del Saldo Exportable Aplicable para este Contrato, por el valor equivalente en dinero, de conformidad con el artículo dieciseis (16) de la Ley de Hidrocarburos. En la medida en que la parte del Saldo Exportable Aplicable para este Contrato no sea suficiente para satisfacer plenamente tales obligaciones de pago, la parte no pagada será cancelada en dinero, de acuerdo con la cláusula doce.doce.uno. (12.12.1.).

DOCE.ONCE.UNO. (12.11.1.) El Petróleo Crudo con el cual CEPE reembolse las Inversiones y pague la Tasa por los Servicios, o reembolse, excepcionalmente, conforme a la cláusula doce.doce. (12.12.), los Costos y Gastos incurridos en Dólares, será valorado al Precio de Mercado Internacional y, en lo posible, será de una calidad equivalente al producido en el Area del Contrato. CEPE entregará el Petróleo Crudo asignado a la contratista en el terminal de exportación, FOB puerto ecuatoriano.

DOCE.ONCE.DOS. (12.11.2.) La propiedad y el riesgo del Petróleo Crudo pasarán de CEPE a la contratista cuando, en el terminal principal de exportación, dicho Petróleo Crudo cruce la conexión entre la manguera de la tubería de CEPE y el múltiple de entrada ("manifold") del buque transportador, momento en el cual se opera la tradición de dominio del Petróleo Crudo a favor de la contratista.

DOCE.ONCE.TRES. (12.11.3.) La cantidad y la calidad del Petróleo Crudo a ser entregado por CEPE a la contratista serán determinadas por un inspector independiente nominado por la contratista y aceptado por CEPE. Los costos de inspección serán compartidos en partes iguales por la contratista y CEPE. La calidad será determinada en tierra y la cantidad a ser entregada a la contratista será determinada a través del sistema calibrado de medición existente en el terminal terrestre. Sin embargo, cualquier pérdida de Petróleo Crudo ocurrida entre el sistema de medición y el múltiple de entrada ("manifold") del buque transportador será de exclusiva responsabilidad y cuenta de CEPE.

DOCE.ONCE.CUATRO. (12.11.4.) En el caso de que el precio del Petróleo Crudo

DOCE.DIEZ Y SEIS. (12.16.) Discrepancias.- Las Partes acuerdan que en caso de producirse discrepancias entre ellas sobre los montos relativos a reembolsos de Inversiones, Costos y Gastos, pagos de la Tasa por los Servicios e intereses, conforme a este Contrato, dichas discrepancias podrán ser referidas a un Consultor.

DOCE.DIEZ Y SIETE. (12.17.) Adquisición de Petróleo Crudo destinado por CEPE para mercados internacionales.- Si cualquiera de las compañías que integran la contratista desee adquirir cantidades de Petróleo Crudo proveniente del Area del Contrato, destinadas por CEPE para mercados internacionales, podrá intervenir en los concursos para las ventas externas que efectúe CEPE, de acuerdo con las normas vigentes para este efecto y tendrá preferencia, en igualdad de condiciones, con otros participantes.

DECIMOTERCERA: DE LOS TRIBUTOS, GRAVAMENES, PARTICIPACION LABORAL Y CONTRIBUCIONES

TRECE.UNO. (13.1.) Impuesto a la renta.- El impuesto a la renta y sus adicionales, el gravamen establecido en el artículo dos (2) de la Ley número ciento dos (102), y demás tributos que afecten a la actividad de la contratista, serán pagados por ésta conforme a lo previsto en la Ley de Impuesto a la Renta, en la Ley número ciento dos (102), y en la Ley de Hidrocarburos.

TRECE.UNO.UNO. (13.1.1.) Durante el primer año de la Fase de Producción o de la producción Comercial de Explotación Anticipada, la Dirección General de Rentas, en base a la información que le proporcionará CEPE, determinará las cantidades mensuales que correspondan a la retención provisional del pago del impuesto a la renta, para ese año. Para los años siguientes el pago de los anticipos se hará de conformidad con lo dispuesto en el artículo ciento siete (107) de la Ley de Impuesto a la Renta.

DECIMOCUARTA: DE LA CONTABILIDAD.-CATORCE.UNO. (14.1.) La contratista deberá llevar la contabilidad de este Contrato sujetándose a la jerarquía de los siguientes instrumentos legales: Uno (1) Ley de Hidrocarburos; Dos (2) Ley de Impuesto a la Renta; Tres (3) Reglamento de Contabilidad; Cuatro (4) Reglamento a la Ley de Impuesto a la Renta; Cinco (5) Este Contrato; y, Seis (6) Principios de contabilidad generalmente aceptados en la industria hidrocarburífera.

CATORCE.DOS. (14.2.) En su contabilidad la contratista utilizará códigos de cuentas, sistemas y procedimientos compatibles a los utilizados por CEPE, que faciliten y permitan la revisión y el análisis de los egresos de la contratista.

CATORCE.TRES. (14.3.) La contabilidad se llevará en castellano, será bimonetaria y en sus registros contables se utilizará el sucre y el Dólar, según corresponda, considerando la Cotización de Cambio aplicable a la transacción.

CATORCE.TRES.UNO. (14.3.1.) Los registros contables en Dólares serán utilizados para el cálculo de la Tasa por los Servicios. Del mismo modo, tales registros contables en Dólares serán utilizados para los reembolsos de las Inversiones, y Costos y Gastos, excepto en el caso de que los Costos y Gastos hubieren sido incurridos en sucres.

CATORCE.CUATRO. (14.4.) Los gastos administrativos de la contratista referidos en el artículo cuatro (4), numeral cuatro.cinco. (4.5.), del Reglamento de Contabilidad son los gastos de la operadora de la contratista, que incluirán los siguientes:

- a) Los gastos generales directamente relacionados con este Contrato, incluyendo salarios, sueldos y beneficios laborales del personal directivo, ejecutivo, administrativo, de supervisión y técnico dedicado temporal o permanentemente para la ejecución de este contrato.

Los beneficios laborales de dicho personal incluirán, los costos de días de descanso, vacaciones, enfermedad e incapacidad, y las primas pagadas por la contratista, en seguros de vida colectivos, bonificaciones médicas y de hospitalización, de seguridad social, pensiones, planes de ahorro, primas, viviendas y alojamientos, pagos de impuestos del personal pagados por la contratista, liquidaciones pagaderas de acuerdo con la ley y con la política de la contratista, y otros beneficios aplicables al personal cuyos salarios y sueldos sean imputables a este Contrato.

- b) Los de traslado para el personal de la contratista y de sus familias, al y dentro del Ecuador, así como los de retorno a los lugares de origen de dicho personal y de sus familias. Se incluyen además los costos razonables por concepto de transporte de muebles, equipos, vehículos, efectos personales y otros gastos aplicables a este concepto.
- c) Los gastos de administración incurridos por las Compañías Relacionadas de la contratista por asistencia y asesoramiento, dentro de los límites contemplados en el Plan Exploratorio Mínimo y en los Programas y Presupuestos Anuales del Período de Explotación, aprobados de conformidad con este Contrato.

CATORCE.CUATRO.UNO. (14.4.1.) Todos los egresos mencionados en la cláusula catorce.cuatro. (14.4.) se incluirán en las respectivas cuentas de Inversiones de Exploración o de Desarrollo, o en la cuenta de Costos y Gastos, según corresponda.

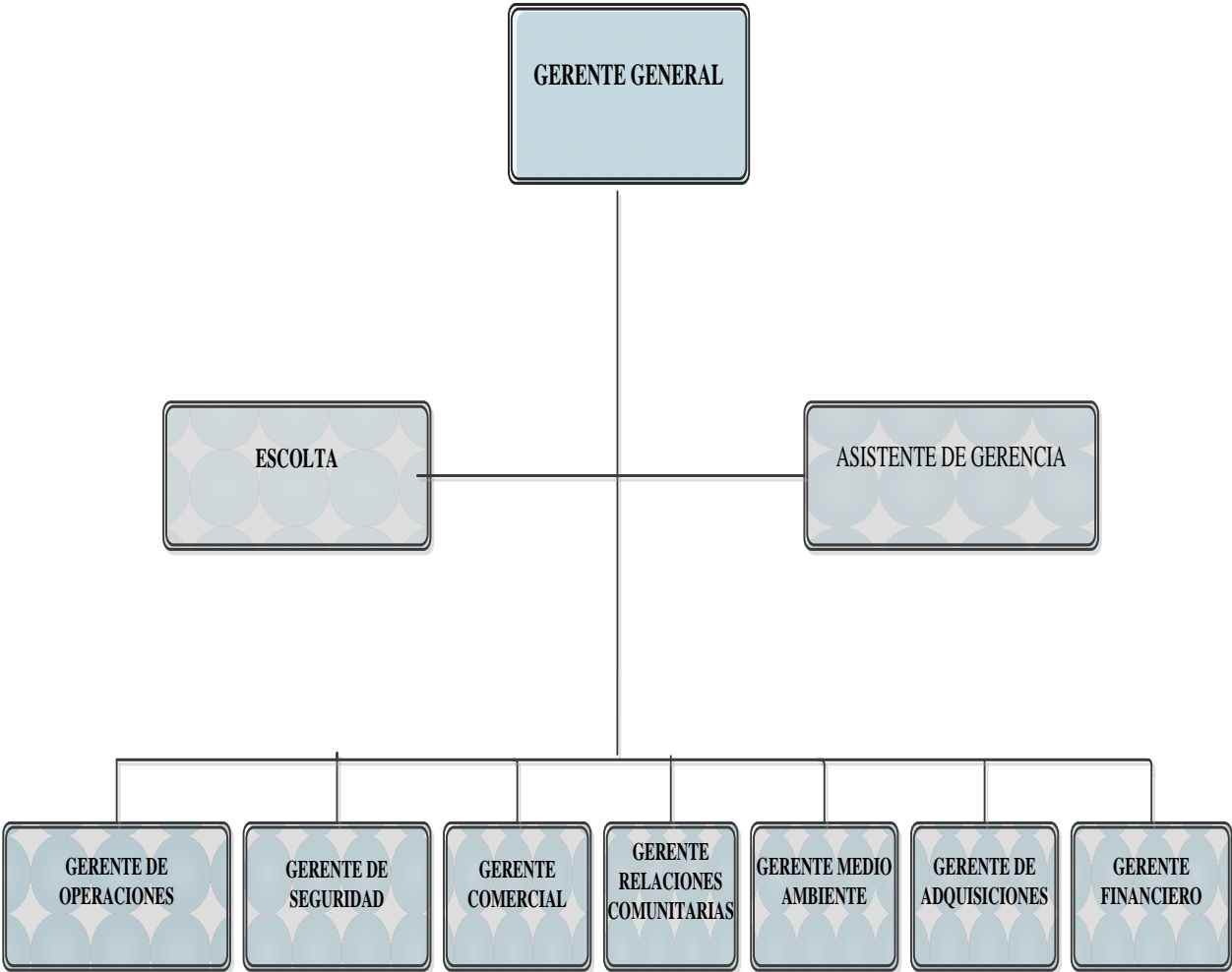
DECIMOQUINTA: DE LOS CONTROLES.-QUINCE.UNO. (15.1.) Inspecciones.- Durante la vigencia de este Contrato CEPE tendrá derecho a inspeccionar, sin duplicar las funciones que correspondan a los representantes de CEPE en el Comité de Administración, dentro del ámbito de las atribuciones exclusivas de tal Comité, las actividades de la contratista y de los subcontratistas, directamente relacionadas con este Contrato, con el fin de asegurar el fiel cumplimiento de las obligaciones de la contratista.

QUINCE.UNO.UNO. (15.1.1.) Para los efectos de esta Cláusula, CEPE, por intermedio de los funcionarios designados por el Gerente General de CEPE, tendrá acceso a los libros de contabilidad, documentos y registros técnicos que mantenga la contratista y subcontratistas (en la medida en que los subcontratos lo permitan), directamente relacionados con este Contrato; y podrá también, en la manera que juzgue más adecuada, previa oportuna notificación a la contratista o subcontratistas, según sea el caso, inspeccionar las operaciones ejecutadas en razón de este Contrato, considerando la eficiente ejecución de las actividades de la contratista y de sus subcontratistas. Las remuneraciones y otros gastos de los funcionarios designados por el Gerente General de CEPE para estos efectos, correrán por cuenta de CEPE.

EMPRESA PETROLERA ECUADOR

ORGANIGRAMA

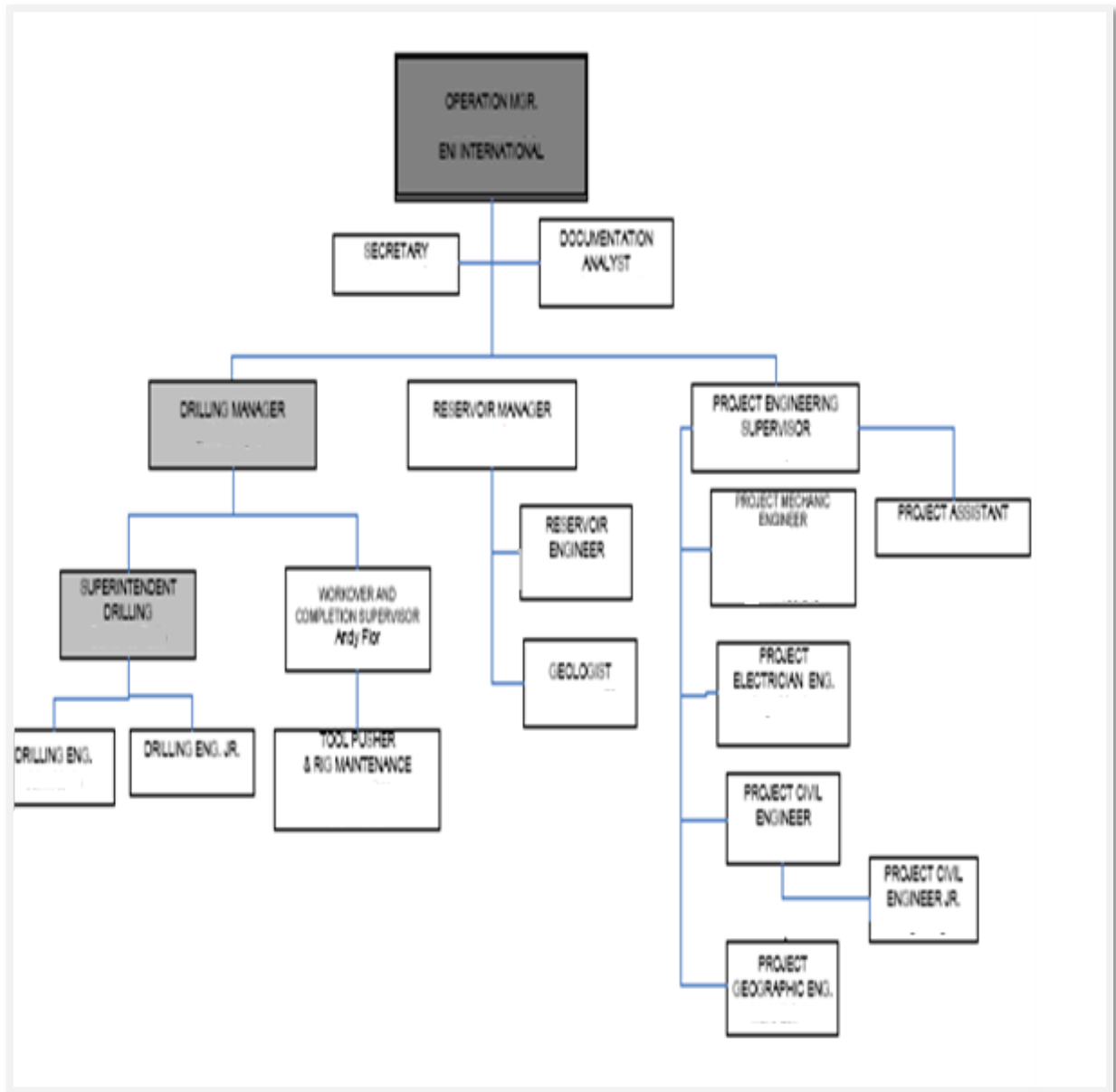
FIGURA No 6



Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, año 2009
Área: DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA

EMPRESA PETROLERA ECUADOR
ORGANIGRAMA DEPARTAMENTAL
OPERACIONES EN QUITO

FIGURA No 7

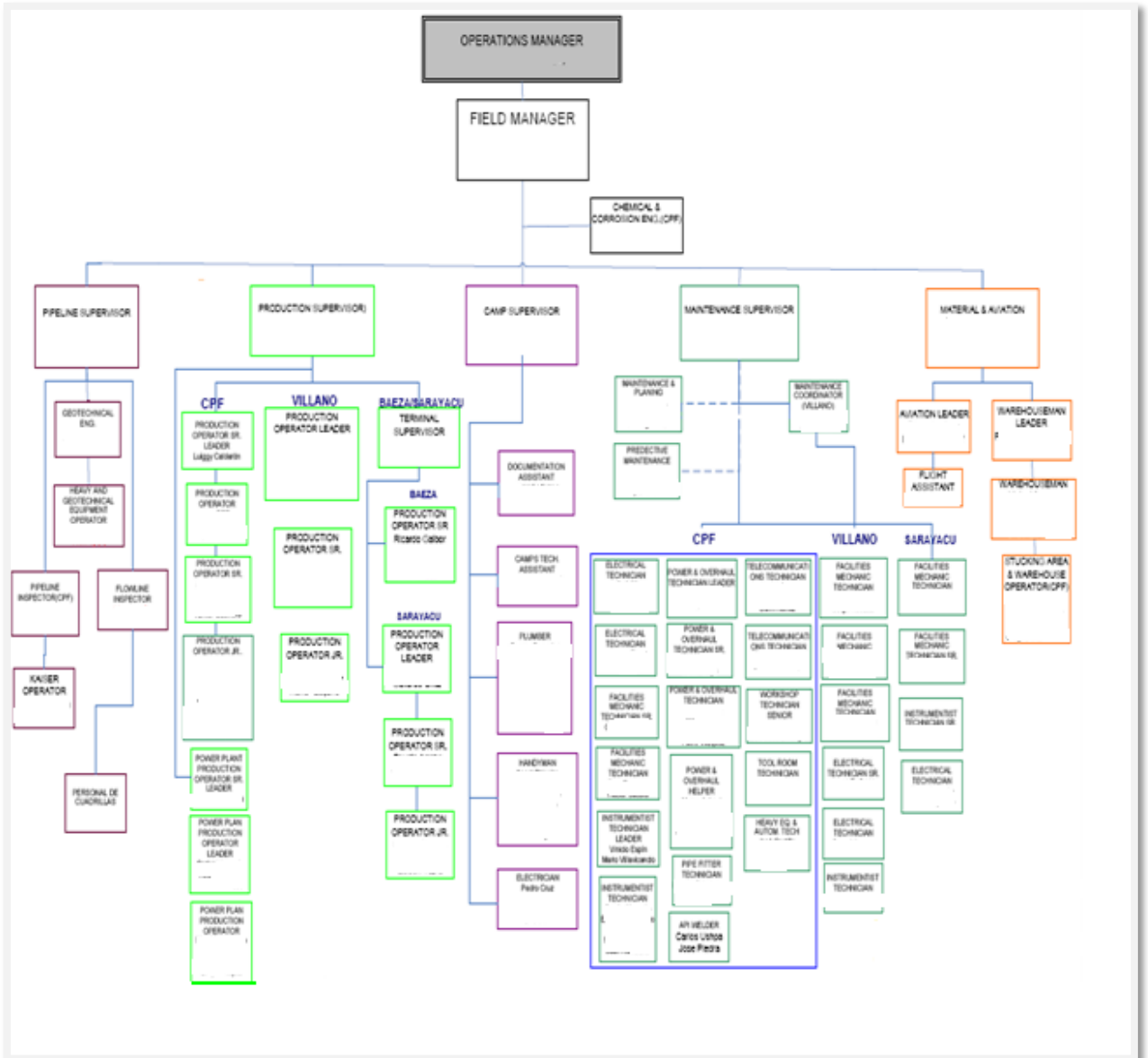


Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, año 2.009
Área: DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA

EMPRESA PETROLERA ECUADOR

**ORGANIGRAMA DEPARTAMENTAL
OPERACIONES EN YACIMIENTOS PETROLEROS**

FIGURA No 8

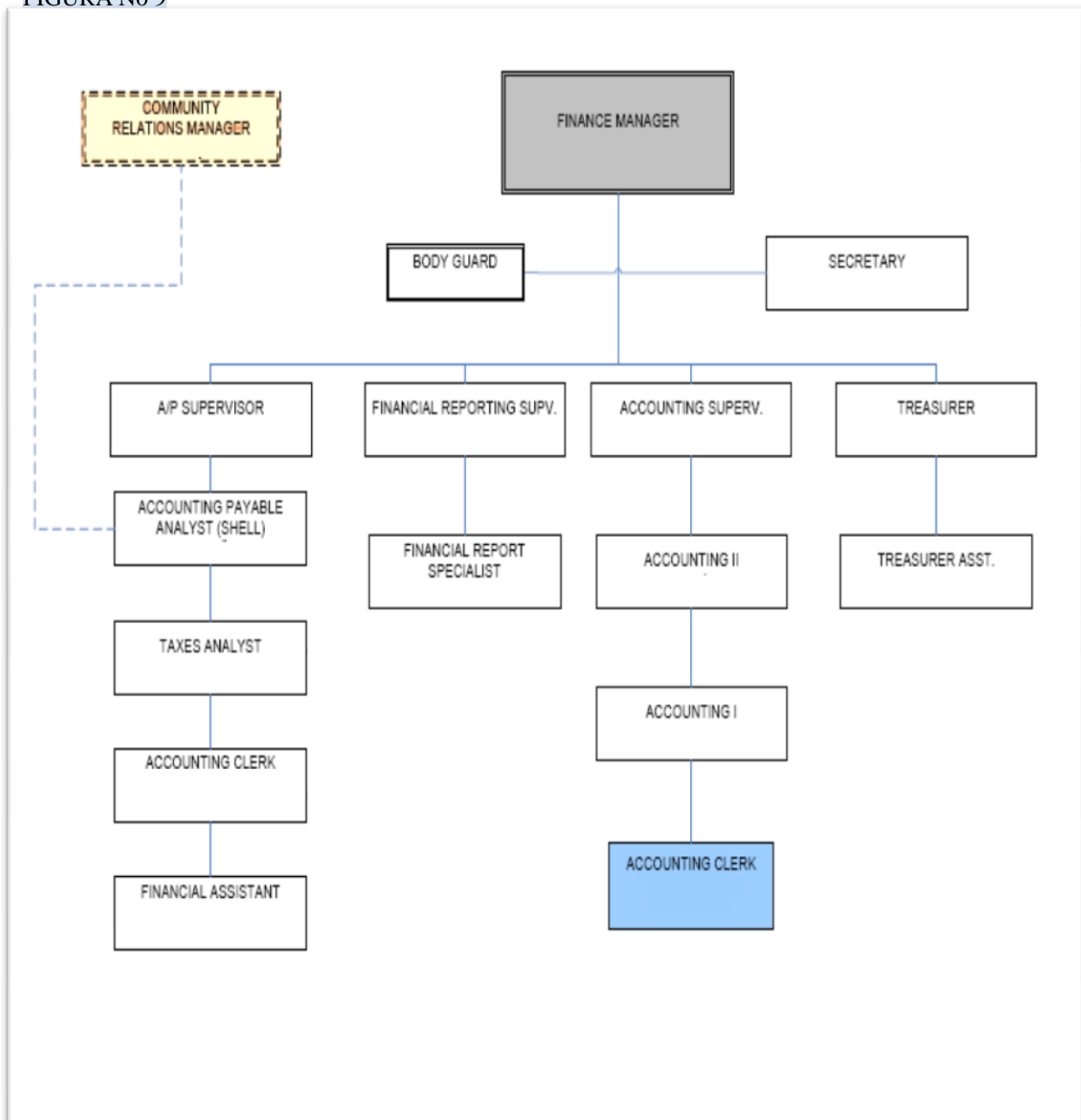


Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, año2.009
Área: DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA

EMPRESA PETROLERA ECUADOR

ORGANIGRAMA
DEPARTAMENTO FINANCIERO

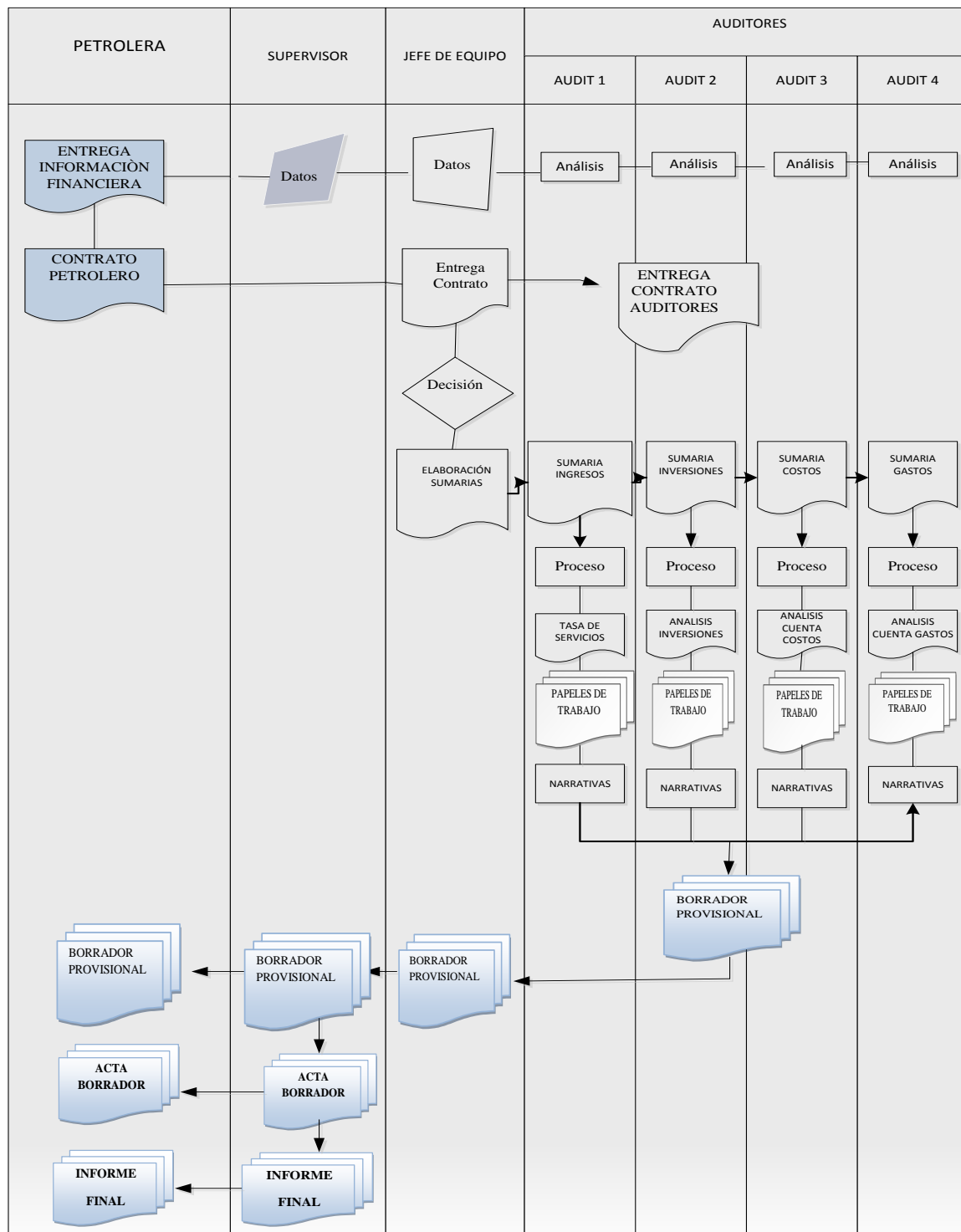
FIGURA No 9



Fuente: MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, año 2009
Área: DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA

FLUJOGRAMA DEL DEPARTAMENTO DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS

FIGURA No 10



**PETROLERA ECUADOR
SUMARIA DE INGRESOS Y REEMBOLSOS
AÑO 2.009**

(Expresado en dólares)

DESCRIPCIÓN	NOTAS	VALOR EN LIBROS
VENTAS NETAS LOCALES GRAVADAS CON TARIFA 0%		(3,626,627)
OTRAS RENTAS GRAVADAS		(115,079,321)
TOTAL		(118,705,948)

PETROLERA ECUADOR
SUMARIA DEL ESTADO DE INVERSIONES DE PRODUCCIÓN
DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2008

(Expresado en dólares americanos)

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	NOTAS	INVERSIONES ACUMULADAS		VALOR AUDITADO
			2008	2007	
	NVERSIONES DE PREPRODUCCION		88,344,792.23	88,344,792.23	0.00
	NVERSIONES DE DESARROLLO		432,022,120.00	432,022,120.00	0.00
	NVERSIONES DE EXPLORACIÓN ADICIONAL NVERSIONES DE PRODUCCIÓN		14,965,243.76	14,965,243.76	0.00
C.1.	PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO (AL 31-12-2005)		156,462,537.01	156,462,537.01	0.00
C.1.1.	COSTOS INTAGIBLES:				
C.1.1.1.	PREPARACIÓN DE SITIO DE PERFORACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE VÍAS DE ACCESO A LOS POZOS. MOVILIZACIÓN, E"LC.		61,110,609.05	48,256,339.20	12,854,269.85
C.1.1.2.	TRANSPORTE AÉREO. FLUVIAL, MARÍTIMO Y TFRRESTRE DE PERSONAL EQUIPO, MATERIALES Y VII UALLAS		14,264,370.81	11,729,256.71	2,535,114.10
C.1.1.3.	GASTOS DE MANTENIMIFNTO Y ADMINISTRACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS DE AUMENTACIÓN		1,089,711.41	941,172.66	148,538.75
C.1.1.4.	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN. APOYO Y OPERATIVO EN LA ACTIVIDAD DF PERFORACIÓN		1,957,701.55	1,730,611.17	227,090.38
C.1.1.8.	COMBUSTIBLES Y LUBRICAN I bs		3,333,533.43	2,724,406.70	609,126.73
C.1.1.12.	GASTOS GENERALES ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD		1,922,727.22	1,602,017.54	320,709.68
C.1.2. C.5. C.5.1.2	SUBTOTAL COSTOS INTANGIBLES		83,678,653.47	66,983,803.98	16,694,849.49
	COSTOS TANGIBLES DE PERFORACIÓN		11,574,544.56	11,721,577.14	-147,032.58
	SUBTOTAL PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO		11,574,544.56	11,721,577.14	-147,032.58
	TOTAL PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO		251,715,735.04	235,167,918.13	16,547,816.91
	OTROS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE ACTIVOS FIJOS NC CONTROLABLES TOTAL		25,363,608.39	13,173,876.25	12,189,732.14
	TOTAL OTROS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE		25,363,608.39	13,173,876.25	12,189,732.14
	TOTAL INVERSIONES DE PRODUCCIÓN		277,079,343.44	248,341,794.38	28,737,549.05
	TOTAL INVERSIONES		812,411,499.41	783,673,950.37	28,737,549.05

PETROLERA ECUADOR ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCIÓN Y OPERACIÓN DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009 (Expresado en dólares americanos)					
RUBRO	DESCRIPCION	REF P/T.	VALOR	NO REEMBOL	SALDO AJUSTADO
C.	COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCIÓN Y OPERACIÓN				
C.1	GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES				
C.1.1	GASTOS GENERALES IDENTIFICADOS CON EL FUNCIONAMIENTO ADMINISTRATIVO DE LA OFICINA EN ECUADOR, RELACIONADOS DIRECTAMENTE CON EL CONTRATO TALES COMO LUZ, AGUA, TELEFONO, FAX, TELEX, ARRIENDO DE OFICINA Y DE OTRAS FACILIDADES, MATERIALES Y SUMINISTROS DE OFICINA, VIGILANCIA, FLETES Y FRANQUEOS, GASTOS DE MANTENIMIENTO DE OFICINA Y VEHICULOS.		1,287,022.96	-	1,287,022.96
C.1.2	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL GERENTE GENERAL, GERENTE FINANCIERO Y GERENTE ADMINISTRATIVO Y DEL PERSONAL QUE CORRESPONDAN A ESTAS ACTIVIDADES		2,150,157.14	-	2,150,157.14
C.1.3	CONTRIBUCIONES PARA LA SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑIAS		883,113.79	(395,643.61)	487,470.18
C.1.4	PRIMAS DE SEGUROS DEVENGADOS SOBRE BIENES, EQUIPOS Y PERSONAL CONSIDERADO EN C.1.2		38,374.30	-	38,374.30
C.1.5	MOVILIZACION DEL PERSONAL DETERMINADO EN C.1.2		66,225.52	-	66,225.52
C.1.6	SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS CORRESPONDIENTES A LOS CENTROS DE COSTOS ADMINISTRATIVOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS		541,141.77	-	541,141.77
C.1.8	GASTOS Y HONORARIOS LEGALES Y DE AUDITORIA		318,782.59	-	318,782.59
	SUBTOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES		5,284,818.07	(395,643.61)	4,889,174.46
C.2	GASTOS DE OPERACIÓN				
C.2.1	SALARIOS DE OBREROS, SUELDOS Y BENEFICIOS DE EMPLEADOS EXCEPTUANDOSE LOS CORRESPONDIENTES AL PERSONAL DE SUPERVISIÓN Y OTROS ESTABLECIDOS A TRAVÉS DE LAS RELACIONES LABORALES		7,480.67	-	7,480.67
C.2.2	MATERIALES Y SUMINISTROS UTILIZADOS EN LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, INCLUIDOS LOS COSTOS DE TRANSPORTE HASTA EL AREA DE OPERACIONES		18,577,135.74	-	18,577,135.74
C.2.3	SERVICIOS TECNICOS DE PRODUCCION		1,292,708.32	-	1,292,708.32
C.2.4	MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES, EQUIPOS Y CAMPAMENTOS, VIAS DE ACCESO Y LIMPIEZA DE POZOS.		20,907,222.47	-	20,907,222.47
	SUBTOTAL DE GASTOS DE OPERACIÓN		40,784,547.20	-	40,784,547.20
C.3	OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE				
C.3.1	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TECNICO DE DIRECCION, SUPERVISION, APOYO Y OPERATIVO EN ESTA ACTIVIDAD		6,079,980.22	-	6,079,980.22
C.3.2	CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES		60,000.00	(60,000.00)	-
C.3.4	PROGRAMAS DE CAPACITACION		230,727.97	-	230,727.97
C.3.5	CONTRIBUCIONES, ESTUDIOS Y EJECUCION DE OBRAS RELACIONADAS CON MEDIO AMBIENTE				
C.3.5.1	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TECNICO DE DIRECCION, SUPERVISION, APOYO Y OPERATIVO A ESTA ACTIVIDAD		612,269.43	-	612,269.43
C.3.5.2	SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS, CORRESPONDIENTES A ESTA ACTIVIDAD		128,837.42	-	128,837.42
C.3.5.3	GASTOS Y HONORARIOS POR SERVICIOS TECNICOS Y LEGALES DE PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE		5,759.21	-	5,759.21
C.3.5.5	OTROS GASTOS ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD		809,889.41	-	809,889.41
C.3.7	COSTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL		3,335,245.53	-	3,335,245.53
C.3.8	OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIFICACION ANTERIOR		6,126,893.60	-	6,126,893.60
	SUBTOTAL OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE		17,389,602.79	(60,000.00)	17,329,602.79
	TOTAL COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCIÓN		63,488,968.06	(455,643.61)	63,003,324.45

EMPRESA PETROLERA ECUADOR
LISTA DE COMENTARIOS INTERNOS (HALLAZGOS) PLANIFICACIÓN

NRO	CONDICIÓN	CRITERIO	CAUSA	EFECTO	TIPO DE ERROR		RECOMENDACIÓN
					A	B	
1	No se entrega oportunamente los documentos solicitados	1.-Existe autorización de entrega de los documentos mediante oficio para la realización de la fiscalización	1.- Retraso en la entrega del examen a realizarse 2.-Inexistencia de respaldo de los mismos 3.- Falta libros y registros auxiliares 4.- Falta de supervisión en el cumplimiento de la ley	1.- Retraso en la entrega del examen especial 2.- No se cumple con las disposiciones dadas por la Agencia de Regulación y Control 3.-Retraso en la entrega de la funcionarios de la ARCH	de autorización	cumplimiento	1.- Los empleados delegados para la a entrega de la información a los auditores de hidrocarburos deben hacerlo oportunamente, para no proceder a ninguna sanción , según la ley reformatoria a la ley de hidrocarburos 2.- Realizar un control periódico de las funciones del personal y las actividades que deben realizar . 3.- Analizar la estructura y funcionamiento de la compañía en todos sus ámbitos y niveles. 4.- La compañía debe mantener la documentación de soporte anexa a los registros contables
2.-	Se entregan registros contables, documentación soporte, y organigrama en el idioma inglés	1.- Todo documento debe ser realizado en el idioma vigente en el país de residencia 2.- La compañía posee los organigramas de los diferentes departamentos	1.- No se cumple con las normas vigentes en el país 2.- Se realiza la verificación en otro idioma 3.- No se encuentran los documentos fuentes expresados en el idioma oficial determinado en el país de origen 4.- Falta de accesibilidad a los requerimientos del auditor	1.- Incumplimiento de las norma 2.-Retraso en el trabajo de los funcionarios ARCH 3.- La compañía incumplirá siempre en las políticas y normas establecidas en el Ecuador y de conformidad a la ley 4.- No hay comprensión de la organización de la compañía	de procedimiento	cumplimiento	1.- La compañía debera formular sus informes y documentos fuentes conforme a la ley 2.- Entrega de los documentos que permitan información oportuna 3.- La estructura organizacional debe ser los mas simple posibles 4.-La entidad debe ser flexible para que permita cambios en la estructura organizacional

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS							
Procesos / Área / Cuenta : INGRESOS							
Período ejecución: 01-01-2009/31-12-2009							
Preparado por: AUDITORES							
Revisado por: COORDINADORA DE HIDROCARBUROS							
OBJETIVOS							
1	Identificar los procedimientos de la cuenta de ingresos de la empresa petrolera privada Petroleos Ecuador						
2	Procedimientos para el análisis y verificación de la cuenta de ingresos						
3	Elaboración de papeles de trabajo y hallazgos de la cuenta de ingresos						
No.	Procedimientos	REF. P/T	Tiempo Real	Preparado por:	Fecha	Hallazgos	Observaciones
1	Emitir un memorando dando inicio a la auditoria a realizarse.	B2 1 de 1	1 día	JEFE DE EQUIPO	01/02/2010		
2	Verificar el Estados de Ingresos de la empresa petrolera privada.	B3 1 de 1	2 días	JEFE DE EQUIPO	03/02/2010		
3	Examinar el Estados de Inversiones de la empresa petrolera privada	B4 1 de 1	2 días	JEFE DE EQUIPO	05/02/2010		
4	Revisar el Estados de Costos y Gastos de la empresa petrolera privada	B5 1 de 1	2 días	JEFE DE EQUIPO	09/02/2010		
5	Solicitar el cuadro de liquidación de la tasa de servicios y realizar el procedimiento para el cálculo por la agencia de regulación y control	B6 1-2 de 21	3 días	SECRETARIA DE HIDROCARBUROS	12/02/2010		
5.1	Prepare el cuadro de amortizaciones anuales de la empresa petrolera privada del año 1999- 2017	B6 3 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	15/02/2010		
5.2	Verificar la base legal para la descripción del cálculo según cláusula del contrato de la empresa petrolera privada	B6 4-5 de 21	2 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	13/02/2010		
5.3	Verificar el cálculo mediante la comparación de el valor auditado en libros menos los reembolsos de Petroecuador.	B6 6 de 21	2 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	17/02/2010	H1	
5.4	Preparar un cuadro para el cálculo del Factor PR(INA) el mismo que contendrá las inversiones no Amortizadas para el año 2009 menos las inversiones amortizadas del año 2009, por los días del año calendario, por la tasa primerate y obtendremos el valor del Factor PR(INA)	B6 7 de 21	3 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	22/02/2010		
5.5	Base legal determinada para los meses y día del año calendario solo puede haber modificaciones en caso de fuerzas mayor o fortuitos.	B6 8 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	23/02/2010		
5.6	Verificar la Producción Fiscalizada de la empresa petrolera la misma que se determinara según producción fiscalizada de crudo del departamento de liquidaciones y estadísticas de la Agencia de Regulación y Control.	B6 9 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	24/02/2010		
5.7	Base legal Tasa Primerate, determinada por el Bureau of labor statistics (EEUU), Banco Central del Ecuador	B6 10-11 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	25/02/2010		
5.8	Inversiones no Amortizadas determinadas en el cálculo de PR(INA)	B6 12 de 21	2 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	01/03/2010		
5.9	Valores determinados del Factor Financiero PR(INA)	B6 13 de 21	2 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	03/03/2010		
5.10	Base legal de la Agencia de Regulación y control para determinar el precio contado del Crudo Oriente, API Crudo Oriente	B6 14 de 20	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	04/03/2010		
5.11	Valor de la Amortización de inversiones del año 2009	B6 15 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	05/03/2010		
5.12	Determinar los costos y gastos de extracción mediante el Estado de Costos y Gastos de Extracción y Operación al 31 de diciembre del 2009	B6 16 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	08/03/2010		
5.13	Analizar la base legal para el valor del Costo por transporte del SOTE	B6 17 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	09/03/2010		
5.14	Para el cálculo del Factor R tomaremos como base legal la cláusula del contrato de prestación de servicios de la empresa petrolera y verifique la fórmula para el cálculo del Factor R mensual es mismo que se formulará de la siguiente manera: $R*(P-C)*Q$	B6 18-19 de 21	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	10/03/2010		
5.15	Se efectuará el cálculo total de la Tasa por Servicios que recibirá la empresa petrolera privada, conforme lo estipula el contrato de prestación de servicios y la ley de hidrocarburos.	B6 20-21 de 21	4 días	AUDITOR JUAN CARRILLO	16/03/2010		
6	Verificar Declaración de impuesto a la renta	B7 1-1	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	17/03/2010		
7	Realización de sumarias de ingresos	B8 1-1	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	18/03/2010		
8	Flujograma de Procedimientos de Ingresos	B9 1-2	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	19/03/2010		
9	Realización de Narrativas de ingresos	B10 1-3	1 día	AUDITOR JUAN CARRILLO	22/03/2010		

MEMORANDO No.

PARA : EQUIPO DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS

DE : JEFE DE EQUIPO

ASUNTO : ENTREGA DE DOCUMENTACIÓN EMPRESA PETROLERA
PRIVADA DEL AÑO 2009 Y ASIGNACIÓN DE TRABAJO
AUDITORÍA

FECHA : 01 de febrero del 2010

Por medio de la presente se informa al equipo de auditoría que se inicia el examen especial a los ingresos, inversiones, costos y gastos; designando al equipo de auditoría para la realización del mismo por lo que cada auditor recibirá el memo indicando el día en que se empezará la fiscalización a la empresa petrolera privada. Adjunto al presente, sírvase encontrar, la siguiente documentación de la compañía del año 2009

- . Estados financieros de inversiones, de Costos y Gastos del año 2009
- . Inventarios de Propiedad, Planta y Equipo depreciables año 2009
- . Declaración del Impuesto a la Renta de año 2009
- . Cálculo de la Amortización del año 2009
- . Informe de Auditores Independientes año 2009
- . Un CD con los Informes de Inversiones, Costos y Gastos del año 2009

Atentamente,

JEFE DE EQUIPO

B-3
(1-1)

PETROLERA ECUADOR
SUMARIA DE INGRESOS Y REEMBOLSOS
AÑO 2009

(Expresado en dólares)

DESCRIPCIÓN	NOTAS	VALOR EN LIBROS
VENTAS NETAS LOCALES GRAVADAS CON TARIFA 0%		(3,626,627)
OTRAS RENTAS GRAVADAS		(115,079,321)
TOTAL		(118,705,948)

PETROLERA ECUADOR					
ESTADO DE INVERSIONES DE PRODUCCIÓN AUDITADO					
DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2008					
(Expresado en dólares americanos)					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	NOTAS	INVERSIONES ACUMULADAS		VALOR AUDITADO
			2008	2007	
	INVERSIONES DE PREPRODUCCION		88,344,792.23	88,344,792.23	0.00
	INVERSIONES DE DESARROLLO		432,022,120.00	432,022,120.00	0.00
	INVERSIONES DE EXPLORACIÓN ADICIONAL INVERSIONES DE PRODUCCIÓN		14,965,243.76	14,965,243.76	0.00
C.1.	PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO (AL 31-12-2005)		156,462,537.01	156,462,537.01	0.00
C.1.1.	COSTOS INTANGIBLES:				
C.1.1.1.	PREPARACIÓN DE SITIO DE PERFORACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE VÍAS DE ACCESO A LOS POZOS. MOVILIZACIÓN, E"LC.		61,110,609.05	48,256,339.20	12,854,269.85
C.1.1.2.	TRANSPORTE AÉREO. FLUVIAL, MARÍTIMO Y TRFRESTRE DE PERSONAL EQUIPO, MATERIALES Y VITUALLAS		14,264,370.81	11,729,256.71	2,535,114.10
C.1.1.3.	GASTOS DE MANTENIMIFMTO Y ADMINISTRACIÓN DE BIENES Y SERVICIOS DE AUMENTACIÓN		1,089,711.41	941,172.66	148,538.75
C.1.1.4.	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN. APOYO Y OPERATIVO EN LA ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN		1,357,701.55	1,730,611.17	227,090.38
C.1.1.8.	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES		3,333,533.43	2,724,406.70	609,126.73
C.1.1.12.	GASTOS GENERALES ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD		1,922,727.22	1,602,017.54	320,709.68
C.1.2. C.5. C.5.1.2	SUBTOTAL COSTOS INTANGIBLES		83,678,653.47	66,983,803.98	16,694,849.49
	COSTOS TANGIBLES DE PERFORACIÓN		11,574,544.56	11,721,577.14	-147,032.58
	SUBTOTAL PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO		11,574,544.56	11,721,577.14	-147,032.58
	TOTAL PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO		251,715,735.04	235,167,918.13	16,547,816.91
	OTROS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE ACTIVOS FIJOS NO CONTROLABLES TOTAL		25,363,608.39	13,173,876.25	12,189,732.14
	TOTAL OTROS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE		25,363,608.39	13,173,876.25	12,189,732.14
	TOTAL INVERSIONES DE PRODUCCIÓN		277,079,343.41	248,341,794.38	28,737,549.05
	TOTAL INVERSIONES		812,411,499.41	783,673,950.37	28,737,549.05

PETROLERA ECUADOR					
ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCIÓN Y OPERACIÓN					
DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009					
(Expresado en dólares americanos)					
RUBRO	DESCRIPCION	REF P.T.	VALOR	NO REEMBOL	SALDO AJUSTADO
C.	COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCIÓN Y OPERACIÓN				
C.1	GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES				
C.1.1	GASTOS GENERALES IDENTIFICADOS CON EL FUNCIONAMIENTO ADMINISTRATIVO DE LA OFICINA EN ECUADOR, RELACIONADOS DIRECTAMENTE CON EL CONTRATO TALES COMO LUZ, AGUA, TELEFONO, FAX, TELEX, ARRIENDO DE OFICINA Y DE OTRAS FACILIDADES, MATERIALES Y SUMINISTROS DE OFICINA, VIGILANCIA, FLETES Y FRANQUEOS, GASTOS DE MANTENIMIENTO DE OFICINA Y VEHICULOS.		1,287,022.96	-	1,287,022.96
C.1.2	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL GERENTE GENERAL, GERENTE FINANCIERO Y GERENTE ADMINISTRATIVO Y DEL PERSONAL QUE CORRESPONDAN A ESTAS ACTIVIDADES		2,150,157.14	-	2,150,157.14
C.1.3	CONTRIBUCIONES PARA LA SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑÍAS		883,113.79	(395,643.61)	487,470.18
C.1.4	PRIMAS DE SEGUROS DEVENGADOS SOBRE BIENES, EQUIPOS Y PERSONAL CONSIDERADO EN C.1.2		38,374.30	-	38,374.30
C.1.5	MOVILIZACION DEL PERSONAL DETERMINADO EN C.1.2		66,225.52	-	66,225.52
C.1.6	SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS CORRESPONDIENTES A LOS CENTROS DE COSTOS ADMINISTRATIVOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS		541,141.77	-	541,141.77
C.1.8	GASTOS Y HONORARIOS LEGALES Y DE AUDITORIA		318,782.59	-	318,782.59
	SUBTOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES		5,284,818.07	(395,643.61)	4,889,174.46
C.2	GASTOS DE OPERACIÓN				
C.2.1	SALARIOS DE OBREROS, SUELDOS Y BENEFICIOS DE EMPLEADOS EXCEPTUÁNDOSE LOS CORRESPONDIENTES AL PERSONAL DE SUPERVISIÓN Y OTROS ESTABLECIDOS A TRAVÉS DE LAS RELACIONES LABORALES		7,480.67	-	7,480.67
C.2.2	MATERIALES Y SUMINISTROS UTILIZADOS EN LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, INCLUIDOS LOS COSTOS DE TRANSPORTE HASTA EL ÁREA DE OPERACIONES		18,577,135.74	-	18,577,135.74
C.2.3	SERVICIOS TÉCNICOS DE PRODUCCIÓN		1,292,708.32	-	1,292,708.32
C.2.4	MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES, EQUIPOS Y CAMPAMENTOS, VÍAS DE ACCESO Y LIMPIEZA DE POZOS.		20,907,222.47	-	20,907,222.47
	SUBTOTAL DE GASTOS DE OPERACIÓN		40,784,547.20	-	40,784,547.20
C.3	OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE				
C.3.1	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN, APOYO Y OPERATIVO EN ESTA ACTIVIDAD		6,079,980.22	-	6,079,980.22
C.3.2	CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES		60,000.00	(60,000.00)	-
C.3.4	PROGRAMAS DE CAPACITACION		230,727.97	-	230,727.97
C.3.5	CONTRIBUCIONES, ESTUDIOS Y EJECUCION DE OBRAS RELACIONADAS CON MEDIO AMBIENTE				
C.3.5.1	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN, APOYO Y OPERATIVO A ESTA ACTIVIDAD		612,269.43	-	612,269.43
C.3.5.2	SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑÍAS RELACIONADAS, CORRESPONDIENTES A ESTA ACTIVIDAD		128,837.42	-	128,837.42
C.3.5.3	GASTOS Y HONORARIOS POR SERVICIOS TÉCNICOS Y LEGALES DE PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE		5,759.21	-	5,759.21
C.3.5.5	OTROS GASTOS ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD		809,889.41	-	809,889.41
C.3.7	COSTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL		3,335,245.53	-	3,335,245.53
C.3.8	OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIFICACION ANTERIOR		6,126,893.60	-	6,126,893.60
	SUBTOTAL OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE		17,389,602.79	(60,000.00)	17,329,602.79
	TOTAL COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCIÓN		63,458,968.06	(455,643.61)	63,003,324.45



B-6
(1-21)

LIQUIDACIÓN PROVISIONAL DE INGRESOS PARA EL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO 2009

Que en vista de que el campo Villano, operado por PETROLERA ECUADOR - Sucursal Ecuador, se incorporó a la producción nacional con la entrega del crudo al SOTE en julio de 1999 y por lo tanto, Petroecuador debe realizar el pago de los reembolsos y de la tasa de servicios, según la cláusula 12 del Contrato de Prestación de Servicios.

Que el Comité de Administración toma conocimiento de la liquidación presentada en el Comité y elaborada por la Unidad de Administración de Contratos Petroleros, mediante memorando No. 649-ACPF-2009 del 10 de diciembre del 2009, en la que se incluye la distribución de los Ingresos Brutos del Bloque 10, correspondiente al mes de diciembre del año 2009, de acuerdo a los documentos adjuntos que forman parte integrante de esta Resolución.

Que los cálculos adjuntos son estimados, hechos en base los datos más actualizados disponibles al mes de noviembre del 2009

Que la Contratista solicita que la Unidad de Administración de Contratos aplique la cláusula 12.6.6 del Contrato de Prestación de Servicios, que no está siendo tomada en cuenta para el cálculo de los intereses sobre las inversiones de producción no amortizadas. Esta cláusula dice: " Para calcular el pago de la Tasa por los Servicios, las Inversiones de Producción formarán parte de las Inversiones no amortizadas (ÍNA) en la fórmula de la cláusula doce.seis.cinco. (12.6.5) para el Año Fiscal en que dichas inversiones han sido efectuadas."

Que una vez conocidos los datos reales, se debe llevar a efecto una liquidación anual a valores entre Petroecuador y la Contratista; y en base lo dispuesto en la cláusula 12.11.1 del Contrato de Prestación de Servicios:

Resuelve:

Tomar conocimiento de la liquidación provisional de ingresos de PETROLERA ECUADOR efectuada por la Unidad de Administración de Contratos, para el mes de diciembre del año 2009 y los montos de los reembolsos por concepto de costos y gastos, inversiones de desarrollo y producción y pago de la tasa de servicios como lo estipula el Contrato en la cláusula No. 12.11.1 y aprobar que se siga con el trámite correspondiente.

Quito, de diciembre del 2009

Representante de Petroecuador

Representante de la Contratista



	ANEXO 1
	Dic-09
LIQUIDACION PROVISIONAL DE INGRESOS BLOQUE 10 DICIEMBRE 2009	
INGRESO MERCADO EXTERNO (US\$)	37.005.538
PRECIO DE EXPORTACIÓN CRUDO ORIENTE (US\$/BL)	70.4532
PRECIO DEL CRUDO DEL BLOQUE 10 AJUSTADO POR CALIDAD (US\$/BL)	67.2828
PRODUCCION DEL BLOQUE 10 (BLS)	550.000
RESTITUCIONES	
COSTO SOTE (US\$/BL)	1.14128
COSTO COMERCIALIZACION (US\$/BL)	0,13610
COSTOS CONTRATISTA AGIP (US\$)	
COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCION	6.075.663
AMORTIZACION INVERSIONES DE EXPLORACIÓN	0
PROVISION AMORTIZACIÓN INVERSIONES DESARROLLO/PRODUCCION	5.084.700
TASA PRIME (%)	3,25%
INVERSION NO AMORTIZADA (INA)	169.510.509

**EMPRESA PETROLERA ECUADOR
CUADRO DE AMORTIZACIONES
(1999-2017)**

Año	Inversiones	Años																			
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Exploración	85,728,023	8,296,260	17,145,605	17,145,605	17,145,605	17,145,605	8,849,345	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desarrollo:																					
1997	18,556,758	897,908	1,855,676	1,855,676	1,855,676	1,855,676	1,855,676	1,855,676	1,855,676	1,855,676	1,855,676	957,768	-	-	-	-	-	-	-	-	
1998	195,337,685	9,451,823	19,533,769	19,533,769	19,533,769	19,533,769	19,533,769	19,533,769	19,533,769	19,533,769	19,533,769	10,081,945	-	-	-	-	-	-	-	-	
1999	157,920,491	-	15,792,049	15,792,049	15,792,049	15,792,049	15,792,049	15,792,049	15,792,049	15,792,049	15,792,049	15,792,049	-	-	-	-	-	-	-	-	
2000	52,265,238	-	-	5,226,524	5,226,524	5,226,524	5,226,524	5,226,524	5,226,524	5,226,524	5,226,524	5,226,524	-	-	-	-	-	-	-	-	
2001	9,962,849	-	-	-	996,285	996,285	996,285	996,285	996,285	996,285	996,285	996,285	996,285	996,285	-	-	-	-	-	-	
2002	61,163,344	-	-	-	-	6,116,334	6,116,334	6,116,334	6,116,334	6,116,334	6,116,334	6,116,334	6,116,334	6,116,334	6,116,334	-	-	-	-	-	
2003	23,043,460	-	-	-	-	-	2,304,346	2,304,346	2,304,346	2,304,346	2,304,346	2,304,346	2,304,346	2,304,346	2,304,346	2,304,346	-	-	-	-	
2004	17,044,322	-	-	-	-	-	-	1,704,432	1,704,432	1,704,432	1,704,432	1,704,432	1,704,432	1,704,432	1,704,432	1,704,432	1,704,432	-	-	-	
2005	26,195,832	-	-	-	-	-	-	-	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	2,619,583	-	
2006	56,066,433	-	-	-	-	-	-	-	-	5,606,643	5,606,643	5,606,643	5,606,643	5,606,643	5,606,643	5,606,643	5,606,643	5,606,643	5,606,643	-	
2007	56,273,591	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,126,155	6,109,417	6,109,417	6,109,417	6,126,155	6,109,417	6,109,417	6,109,417	6,126,155	1,238,622
2008	28,737,549	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,501,070	3,501,070	3,501,070	3,510,662	3,501,070	3,501,070	3,501,070	3,510,662	709,806
2009	17,999,466	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,497,075	2,497,075	2,503,917	2,497,075	2,497,075	2,497,075	2,503,917	506,256
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total amortizaciones	720,567,018	10,349,731	37,181,493	42,408,017	43,404,302	49,520,637	51,824,983	53,529,415	56,148,998	61,755,641	67,881,797	61,016,397	36,681,710	31,455,186	30,492,073	24,342,567	22,038,221	20,333,789	17,747,377	2,454,684	

CONTRATO PETROLERA ECUADOR

DUODECIMA: DE LOS REEMBOLSOS Y PAGOS A LA CONTRATISTA.-DOCE.UNO.

(12.1.) Principio fundamental.- Habrá lugar a los reembolsos de las Inversiones, Costos y Gastos y al pago de la Tasa por los Servicios, por parte de CEPE (Petroecuador) a favor de la contratista, dentro de los plazos, procedimientos y modalidades estipulados en este Contrato, únicamente cuando ésta hubiere descubierto en el Área del Contrato, Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables.

DOCE.DOS. (12.2.) Reembolsos de las Inversiones de Exploración.- Los reembolsos a la contratista de las Inversiones de Exploración efectuadas en el Período de Exploración, a valor de libros, se realizarán mensualmente en alícuotas iguales, durante los cinco primeros años de la Fase de Producción.

DOCE.DOS.UNO. (12.2.1.) Las Inversiones de Exploración relativas a los yacimientos en Explotación Anticipada se contabilizarán en la cuenta Inversiones de Exploración del Área del Contrato y serán reembolsadas por CEPE, junto con las restantes Inversiones de Exploración del Área del Contrato, de acuerdo con el artículo veinte y siete (27) del Reglamento de Contabilidad, en cinco alícuotas anuales, pagaderas mensualmente, durante los cinco primeros años, a partir del inicio de la Fase de Producción.

DOCE.DOS.DOS. (12.2.2.) Las Inversiones de Exploración Adicionales efectuadas por la contratista en el Período de Explotación serán consideradas Inversiones de riesgo y, por tanto, sus reembolsos estarán sujetos a que se produzcan nuevos descubrimientos de Yacimientos de Petróleo Crudo Comercialmente Explotables en el Área del Contrato. Tales reembolsos serán efectuados durante los primeros cinco años a partir de la fecha en que entren en producción esos Yacimientos, en alícuotas mensuales iguales.

DOCE.DOS.DOS.UNO. (12.2.2.1.) La producción proveniente de tales descubrimientos adicionales se añadirá a la producción existente para obtener el valor del factor "Q" de la fórmula de la Tasa por los Servicios.

DOCE.DOS.TRES. (12.2.3.) Los derechos arancelarios, aduaneros o portuarios, tasas y otros tributos que la contratista tuviere que pagar durante el Período de Exploración o en relación con actividades de exploración desarrolladas durante el Período de Explotación, serán reembolsados según la cláusula doce.dos. (12.2.).

DOCE.DOS.CUATRO. (12.2.4.) El procedimiento para el reembolso de las Inversiones de Exploración será el siguiente:

DOCE.DOS.CUATRO.UNO. (12.2.4.1.) La contratista presentará al Comité de Administración, dentro del plazo de treinta días posteriores al inicio de la Fase de Producción (y, en el caso de "Inversiones de Exploración Adicionales" efectuadas durante el Período de Explotación, dentro de los treinta días posteriores al inicio de la producción Comercial del yacimiento descubierto como resultado de tales Inversiones), la información sobre el monto total de las Inversiones de Exploración y alícuotas mensuales que correspondan a sus reembolsos. El Comité de Administración remitirá a CEPE dicha información con los comentarios que estime pertinentes, dentro del término de cinco días contados desde el día siguiente al de su recepción.

DOCE.DOS.CUATRO.DOS. (12.2.4.2.) El monto total de las Inversiones de Exploración efectuadas en el Período de Exploración, (excepto las "Inversiones de Exploración Adicionales" efectuadas en el Período de Explotación) se dividirá en sesenta alícuotas iguales, las mismas que CEPE reembolsará mensualmente a la contratista, durante los cinco primeros años de la Fase de Producción

DOCE.DOS.CUATRO.TRES. (12.2.4.3.) El monto total de las "Inversiones de Exploración Adicionales" efectuadas durante el Período de Explotación se dividirá en sesenta alícuotas iguales, las mismas que CEPE reembolsará mensualmente a la contratista, durante los cinco primeros años a partir de la fecha en que entren en producción Comercial los yacimientos descubiertos como resultado de tales "Inversiones de Exploración Adicionales" y, si la duración de este Contrato, en ese momento, fuere menor a sesenta meses, los reembolsos se efectuarán en los meses que falten para la terminación de este Contrato, en alícuotas iguales.

DOCE.DOS.CUATRO.CUATRO. (12.2.4.4.) CEPE verificará la información remitida por el Comité de Administración sobre las Inversiones de Exploración y las "Inversiones de Exploración Adicionales", y dentro del término de quince días, el Gerente General de CEPE expedirá la correspondiente resolución de reembolsos y remitirá una copia de la misma al Banco Central del Ecuador. En esta resolución constará el monto total de las Inversiones de Exploración, la parte que debe reembolsarse cada Año Fiscal y las alícuotas mensuales correspondientes que se reembolsarán a la contratista el último día laborable de cada mes.

DOCE.DOS.CUATRO.CINCO. (12.2.4.5.) Cuando los reembolsos deban ser efectuados en dinero, el Banco Central del Ecuador, una vez recibida la resolución de reembolsos mencionada en la cláusula doce.dos.cuatro.cuatro. (12.2.4.4.), y sin necesidad de orden expresa adicional alguna, entregará a la contratista los valores mensuales que le correspondan.

DOCE.DOS.CUATRO.SEIS. (12.2.4.6.) Cuando los reembolsos se hagan en especie se aplicarán las estipulaciones de la Cláusula doce.catorce. (12.14.).

DOCE.TRES. (12.3.) Reembolsos de las Inversiones de Desarrollo.- Las Inversiones de Desarrollo realizadas hasta la finalización de cada Año Fiscal de la Fase de Desarrollo, a valor de libros, se reembolsarán en el plazo de diez años, en alícuotas anuales iguales, pagaderas al final de cada Año Fiscal, a partir de la iniciación de la Fase de Producción.

DOCE.TRES.UNO. (12.3.1.) Las Inversiones de Desarrollo de los yacimientos en Explotación Anticipada se contabilizarán en la cuenta de Inversiones de Desarrollo del Area del Contrato y serán reembolsadas por CEPE, en diez alícuotas anuales iguales, a partir del inicio de la producción Comercial de dichos yacimientos. Las Inversiones de Desarrollo efectuadas en Explotación Anticipada se imputarán al monto de las Inversiones mínimas mencionadas en la cláusula seis.dos.siete.uno. (6.2.7.1.).

DOCE.TRES.DOS. (12.3.2.) En el caso de Inversiones de Desarrollo adicionales efectuadas durante la Fase de Producción, el reembolso se realizará durante los diez años siguientes al que se efectuaron tales Inversiones, y si la duración de este Contrato, en ese momento, fuere menor a diez años, el reembolso se efectuará en los años que falten para la terminación de este Contrato, en alícuotas iguales, al final de cada Año Fiscal.

**PETROLERA ECUADOR
CALCULO DE PR (INA)
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009**

DESCRIPCION	VALOR	REEMBOLSOS PETROECUADOR	VALOR POR REEMBOLSAR
INVERSIONES DE EXPLORACION	85,728,024	(85,728,024)	-
TOTAL INV. DE EXPLORACION	85,728,024	(85,728,024)	-
INVERSIONES DE DESARROLLO			
15-III AL 31-XII-97	18,556,758		
1,998	195,337,685		
1,999	117,239,110		
2,000	0		
SUBTOTAL INV. DE DESARROLLO	331,133,553		
INVERSIONES DE PRODUCCION			
1,999	40,681,382		
2,000	52,265,238		
2,001	9,962,850		
2,002	61,163,344		
2,003	23,043,460		
2,004	17,044,322		
2,005	26,195,832		
2,006	56,066,433		
2,007	56,273,591		
2,008	28,737,549		
SUBTOTAL INV. DE PRODUCCION	371,434,001		
REEMBOLSOS			
1,999		(7,178,410)	
2,000		(40,352,815)	
2,001		(42,408,017)	
2,002		(43,404,302)	
2,003		(49,520,640)	
2,004		(51,824,983)	
2,005		(53,529,415)	
2,006		(56,148,998)	
2,007		(61,755,641)	
2,008		(67,881,797)	
SUBTOTAL INV. DESARROLLO Y PROD.	702,567,554	(474,005,017)	228,562,537
Ajustes	6,686		
TOTAL DE INVERSIONES	788,302,264	(559,733,041)	228,569,223
AMORTIZACION INVER. AÑO 1997	957,768		
AMORTIZACION INVER. AÑO 1998	10,081,945		
AMORTIZACIÓN DE INV. PROD. A 10 AÑOS	40,366,197		
AMORTIZACIÓN AÑO 2007 INV. PROD.	6,109,417		
AMORTIZACIÓN AÑO 2008 INV. PROD.	3,501,070		
AMORT. A REGISTRARSE EN EL 2009	61,016,397		
AMORT. MENSUAL PARA EL AÑO 2009	5,084,700		

PETROLERA ECUADOR
DEMOSTRACION CÁLCULO PR(INA)

MES	INA	Amortizaciones	DIAS X MES	PRIME RATE	PR * (INA)
enero-2009	228,562,536.78	5,084,699.78	31	3.25%	630,895.22
febrero-2009	223,477,836.99	5,084,699.78	28	3.25%	557,163.92
marzo-2009	218,393,137.21	5,084,699.78	31	3.25%	602,824.89
abril-2009	213,308,437.43	5,084,699.78	30	3.25%	569,796.51
mayo-2009	208,223,737.64	5,084,699.78	31	3.25%	574,754.56
junio-2009	203,139,037.86	5,084,699.78	30	3.25%	542,631.68
julio-2009	198,054,338.07	5,084,699.78	31	3.25%	546,684.23
agosto-2009	192,969,638.29	5,084,699.78	31	3.25%	532,649.07
septiembre-2009	187,884,938.51	5,084,699.78	30	3.25%	501,884.42
octubre-2009	182,800,238.72	5,084,699.78	31	3.25%	504,578.74
noviembre-2009	177,715,538.94	5,084,699.78	30	3.25%	474,719.59
diciembre-2009	172,630,839.16	5,084,699.78	31	3.25%	476,508.41
TOTAL AÑO 2009		61,016,397.40	365.00		6,515,091.26

PR= Tasa promedio del Prime Rate en fracción decimal, según el Banco Central
Inversiones de Desarrollo y Producción, menos reembolsos y pagos realizados por
INA= Petroecuador,
ajustadas al inicio de cada año fiscal

$$\text{PR * INA} = \frac{\text{Inversiones no Amortizadas * (Prime Rate)* No. Días por mes}}{365 \text{ días (un año)}}$$

$$\text{PR * INA} = \frac{228.562.536,78 * 3,25\% * 31}{365}$$

PR * INA = 630,895.22

**CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS
PETROLERA ECUADOR**

CLÁUSULA:

CUATRO.TRES.DOS. (4.3.2.) Año Fiscal: Es el período comprendido desde el primero de enero hasta el treinta y uno de diciembre de cada año calendario, ambos inclusive.

CUATRO.TRES.VEINTE. (4.3.20.) Fase de Producción: Es el lapso, durante el Período de Explotación, comprendido desde la fecha en que la primera Unidad de Producción (excluyendo las Unidades de Producción de las áreas en Explotación Anticipada), esté disponible para la venta en los terminales de exportación o centros de industrialización ubicados en el Ecuador, hasta la fecha de terminación de este Contrato. La Fase de Producción podrá coexistir con la Fase de Desarrollo.

CUATRO.TRES.VEINTE Y UNO. (4.3.21.) Fecha de Vigencia: Es la fecha de la inscripción de este Contrato en el Registro de Hidrocarburos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, desde la cual se inicia la vigencia de este Contrato.

CUATRO.TRES.VEINTE Y DOS. (4.3.22.) Fuerza Mayor: Es el imprevisto imposible de resistir ni ser controlado por las Partes. Este concepto comprende, pero no se limita a: terremotos, maremotos, inundaciones, deslaves, tormentas, incendios, explosiones, paros, huelgas, disturbios sociales, actos de guerra (declarada o no), actos de sabotaje, actos de terrorismo, acciones u omisiones por parte de cualquier autoridad, dependencia o entidad estatal; cualquier otra circunstancia no mencionada en esta subcláusula que igualmente fuere imposible de resistir; y que esté fuera del control razonable de la Parte que invoque la ocurrencia del hecho, y que ocasione la obstrucción o demora, total o parcial del cumplimiento de las obligaciones de tal Parte, bajo este Contrato.

CUATRO.TRES.VEINTE Y DOS. UNO. (4.3.22.1.) Queda entendido y convenido, sin embargo, que CEPE podrá invocar como actos constitutivos de Fuerza Mayor, cualquier acto u omisión de cualquier otra agencia, organismo o autoridad estatal ecuatoriano, solamente cuando dichos actos u omisiones sean causados por otros hechos o circunstancias que, a su vez, constituyan Fuerza Mayor

PETROLERA ECUADOR

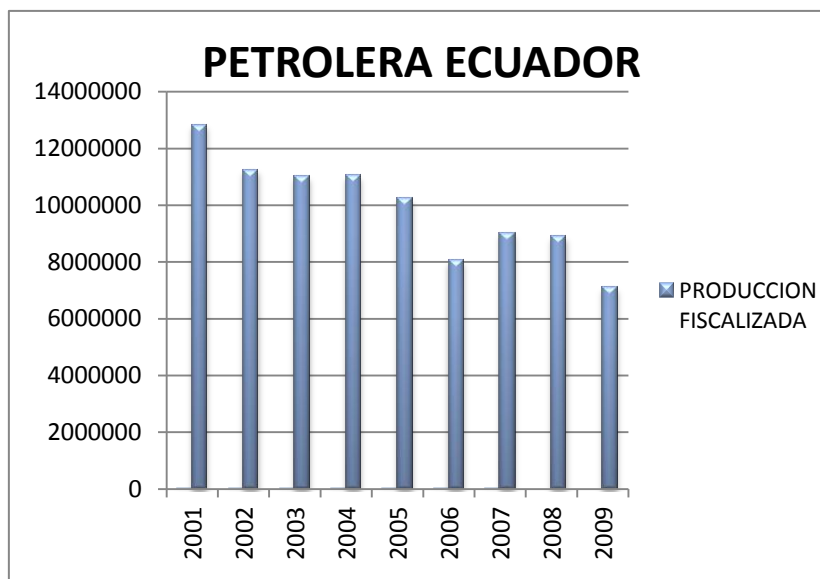
**PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE
PETROLEO CRUDO AÑO 2009**

Meses	PRODUCCION FISCALIZADA				Días al mes	Producción Diaria
	Según ARCH	API	Compensación PETR.	Prod. Petrolera Ecuador		
ENERO	684,792.73	20.00	28,442.08	656,350.65	31	21,172.60
FEBRERO	649,422.09	20.00	16,419.26	633,002.83	28	22,607.24
MARZO	666,161.32	20.00	15,570.91	650,590.41	31	20,986.79
ABRIL	621,463.15	20.00	10,798.04	610,665.11	30	20,355.50
MAYO	610,861.63	19.90	12,157.66	598,703.97	31	19,313.03
JUNIO	611,546.52	19.90	12,173.70	599,372.82	30	19,979.09
JULIO	617,067.99	20.00	10,494.61	606,573.38	31	19,566.88
AGOSTO	543,109.70	19.20	11,257.41	531,852.29	31	17,156.53
SEPTIEMBRE	525,283.58	20.20	8,899.18	516,384.40	30	17,212.81
OCTUBRE	569,671.76	20.10	10,724.88	558,946.88	31	18,030.54
NOVIEMBRE	571,731.64	20.20	9,841.91	561,889.73	30	18,729.66
DICIEMBRE	585,524.40	20.10	8,972.88	576,551.52	31	18,598.44
TOTAL	7,256,636.51		155,752.52	7,100,883.99		

FUENTE : Producción Fiscalizada emitida por la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Liquidaciones de Petroecuador

**PRODUCCION FISCALIZADA
HISTORICA**

AÑOS	PRODUCCIÓN FISCALIZADA
2001	12,829,354.00
2002	11,241,862.00
2003	10,991,868.00
2004	11,046,448.00
2005	10,231,585.00
2006	8,040,809.00
2007	9,013,412.00
2008	8,906,318.79
2009	7,100,883.99
TOTAL	89,402,540.78



CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PETROLERA ECUADOR

CUATRO.TRES.TREINTA Y CINCO. (4.3.35.) PRIME RATE: Es la tasa anual de interés, en fracción decimal, calculada por el Banco Central del Ecuador y determinada sobre la base del promedio del prime rate fijado por los siguientes bancos de los Estados Unidos de América: Citibank N.A. y Morgan Guaranty Trust Company of New York, fijado cada mes durante el Año Fiscal aplicable. Las tasas Prime Rate, usadas para cada mes, serán el promedio de dichas tasas fijadas cada día laborable de ese mes.

CUATRO.TRES.TREINTA Y NUEVE. (4.3.39.) Tasa Máxima de Producción Permitida: Es la tasa de producción de Petróleo Crudo o gas natural libre, técnica y económicamente recomendable para un determinado yacimiento de hidrocarburos Comercialmente explotable, fijada por el Ministro de Energía y Minas, de conformidad con el procedimiento establecido en la Cláusula diez.tres. (10.3.).

DOCE.DIEZ. (12.10.) Liquidación anual definitiva.- Las alícuotas por los reembolsos de las Inversiones, Costos y Gastos y por el pago de la Tasa por los Servicios, estarán sujetas a la liquidación definitiva que realizarán las Partes después de la terminación de cada Año Fiscal, en base a la auditoría que practicará la Dirección Nacional de Hidrocarburos, según la cláusula quince.dos.uno. (15.2.1.), con cuyos resultados se harán los ajustes correspondientes que constarán en las resoluciones del Directorio de CEPE. De manera general, no se efectuarán las liquidaciones definitivas de los reembolsos de este Contrato cuyo registro definitivo no se hubiere realizado en el Banco Central del Ecuador.

PETROLERA ECUADOR
INVERSIONES NO AMORTIZADAS

MES	INA
enero-2009	228,562,536.78
febrero-2009	223,477,836.99
marzo-2009	218,393,137.21
abril-2009	213,308,437.43
mayo-2009	208,223,737.64
junio-2009	203,139,037.86
julio-2009	198,054,338.07
agosto-2009	192,969,638.29
septiembre-2009	187,884,938.51
octubre-2009	182,800,238.72
noviembre-2009	177,715,538.94
diciembre-2009	172,630,839.16

**EMPRESA PETROLERA ECUADOR
CÁLCULO DEL FACTOR PR(INA)**

MES	INA	Amortizaciones	DIAS X MES	PRIME RATE	PR * (INA)
enero-2009	228,562,536.78	5,084,699.78	31	3.25%	630,895.22
febrero-2009	223,477,836.99	5,084,699.78	28	3.25%	557,163.92
marzo-2009	218,393,137.21	5,084,699.78	31	3.25%	602,824.89
abril-2009	213,308,437.43	5,084,699.78	30	3.25%	569,796.51
mayo-2009	208,223,737.64	5,084,699.78	31	3.25%	574,754.56
junio-2009	203,139,037.86	5,084,699.78	30	3.25%	542,631.68
julio-2009	198,054,338.07	5,084,699.78	31	3.25%	546,684.23
agosto-2009	192,969,638.29	5,084,699.78	31	3.25%	532,649.07
septiembre-2009	187,884,938.51	5,084,699.78	30	3.25%	501,884.42
octubre-2009	182,800,238.72	5,084,699.78	31	3.25%	504,578.74
noviembre-2009	177,715,538.94	5,084,699.78	30	3.25%	474,719.59
diciembre-2009	172,630,839.16	5,084,699.78	31	3.25%	476,508.41
TOTAL AÑO 2009		61,016,397.40	365.00		6,515,091.26

**PRECIOS PROMEDIOS PONDERADOS DE LAS VENTA DE PETRÓLEO CRUDO
AL EXTERIOR DE PETROECUADOR AL CONTADO**

RESUMEN DEL AÑO 2009

CRUDO ORIENTE

Mes	Volumen Barriles	A Plazo		Al Contado		A.P.I.
		Precio FOB US\$/BL	Valor Total US\$	Precio FOB US\$/BL	Valor Total US\$	
Enero	5,242,240	27,39904	143,632,168.90	27,393324	143,402,393.33	23.8
Febrero	4,539,204	29,139414	132,270,445.45	29,132354	132,238,408.22	23.7
Marzo	5,348,393	39,827494	213,013,179.89	39,821939	212,983,449.88	23.7
Abril	4,998,942	42,583730	212,873,594.95	42,574803	212,828,979.47	23.4
Mayo	5,442,994	50,923434	278,132,022.95	50,902038	278,072,283.14	23.4
Junio	4,922,743	44,417333	317,110,188.41	44,402802	317,038,541.45	23.8
Julio	4,817,555	54,748143	273,387,433.15	54,733410	273,324,931.04	23.7
Agosto	5,933,088	43,514903	390,015,977.33	43,507024	389,949,083.15	23.4
Septiembre	4,741,249	44,804801	307,245,135.15	44,803319	307,249,594.47	23.4
Octubre	4,421,228	70,453290	323,579,953.38	70,449213	323,541,584.04	23.4
Noviembre	4,381,838	71,547443	313,599,340.04	71,547214	313,509,744.23	23.7
Diciembre	4,468,839	67,212400	433,844,204.04	67,203338	433,792,400.05	23.5
Total	61,514,355	54,342201	3,342,763,882.86	54,331609	3,342,173,856.71	23.6

Fuente: Reportes de Embarques de Crudo Oriente
Gerencia de Comercio Internacional PETROECUADOR

CUADRO DE AMORTIZACIÓN 2009
PETROLERA ECUADOR

Año	Inversiones	Amortización 2009
Exploración	85,728,023	-
Desarrollo:		
1997	18,556,758	957,768
1998	195,337,685	10,081,945
1999	157,920,491	15,792,049
2000	52,265,238	5,226,524
2001	9,962,849	996,285
2002	61,163,344	6,116,334
2003	23,043,460	2,304,346
2004	17,044,322	1,704,432
2005	26,195,832	2,619,583
2006	56,066,433	5,606,643
2007	56,273,591	6,109,417
2008	28,737,549	3,501,070
2009	17,999,466	-
		61,016,397

PETROLERA ECUADOR					
ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCIÓN Y OPERACIÓN					
DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009					
(Expresado en dólares americanos)					
RUBRO	DESCRIPCION	REF P.T.	VALOR	NO REEMBOL	SALDO AJUSTADO
C.	COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCIÓN Y OPERACIÓN				
C.1	GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES				
C.1.1	GASTOS GENERALES IDENTIFICADOS CON EL FUNCIONAMIENTO ADMINISTRATIVO DE LA OFICINA EN ECUADOR, RELACIONADOS DIRECTAMENTE CON EL CONTRATO TALES COMO LUZ, AGUA, TELEFONO, FAX, TELEX, ARRIENDO DE OFICINA Y DE OTRAS FACILIDADES, MATERIALES Y SUMINISTROS DE OFICINA, VIGILANCIA, FLETES Y FRANQUEOS, GASTOS DE MANTENIMIENTO DE OFICINA Y VEHICULOS.		1,287,022.96	-	1,287,022.96
C.1.2	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL GERENTE GENERAL, GERENTE FINANCIERO Y GERENTE ADMINISTRATIVO Y DEL PERSONAL QUE CORRESPONDAN A ESTAS ACTIVIDADES		2,150,157.14	-	2,150,157.14
C.1.3	CONTRIBUCIONES PARA LA SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑIAS		883,113.79	(395,643.61)	487,470.18
C.1.4	PRIMAS DE SEGUROS DEVENGADOS SOBRE BIENES, EQUIPOS Y PERSONAL CONSIDERADO EN C.1.2		38,374.30	-	38,374.30
C.1.5	MOVILIZACION DEL PERSONAL DETERMINADO EN C.1.2		66,225.52	-	66,225.52
C.1.6	SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS CORRESPONDIENTES A LOS CENTROS DE COSTOS ADMINISTRATIVOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS		541,141.77	-	541,141.77
C.1.8	GASTOS Y HONORARIOS LEGALES Y DE AUDITORIA		318,782.59	-	318,782.59
	SUBTOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES		5,284,818.07	(395,643.61)	4,889,174.46
C.2	GASTOS DE OPERACIÓN				
C.2.1	SALARIOS DE OBREROS, SUELDOS Y BENEFICIOS DE EMPLEADOS EXCEPTUÁNDOSE LOS CORRESPONDIENTES AL PERSONAL DE SUPERVISIÓN Y OTROS ESTABLECIDOS A TRAVÉS DE LAS RELACIONES LABORALES		7,480.67	-	7,480.67
C.2.2	MATERIALES Y SUMINISTROS UTILIZADOS EN LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, INCLUIDOS LOS COSTOS DE TRANSPORTE HASTA EL ÁREA DE OPERACIONES		18,577,135.74	-	18,577,135.74
C.2.3	SERVICIOS TÉCNICOS DE PRODUCCIÓN		1,292,708.32	-	1,292,708.32
C.2.4	MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES, EQUIPOS Y CAMPAMENTOS, VÍAS DE ACCESO Y LIMPIEZA DE POZOS.		20,907,222.47	-	20,907,222.47
	SUBTOTAL DE GASTOS DE OPERACIÓN		40,784,547.20	-	40,784,547.20
C.3	OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE				
C.3.1	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN, APOYO Y OPERATIVO EN ESTA ACTIVIDAD		6,079,980.22	-	6,079,980.22
C.3.2	CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES		60,000.00	(60,000.00)	-
C.3.4	PROGRAMAS DE CAPACITACION		230,727.97	-	230,727.97
C.3.5	CONTRIBUCIONES, ESTUDIOS Y EJECUCION DE OBRAS RELACIONADAS CON MEDIO AMBIENTE				
C.3.5.1	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN, APOYO Y OPERATIVO A ESTA ACTIVIDAD		612,269.43	-	612,269.43
C.3.5.2	SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS, CORRESPONDIENTES A ESTA ACTIVIDAD		128,837.42	-	128,837.42
C.3.5.3	GASTOS Y HONORARIOS POR SERVICIOS TÉCNICOS Y LEGALES DE PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE		5,759.21	-	5,759.21
C.3.5.5	OTROS GASTOS ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD		809,889.41	-	809,889.41
C.3.7	COSTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL		3,335,245.53	-	3,335,245.53
C.3.8	OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIFICACION ANTERIOR		6,126,893.60	-	6,126,893.60
	SUBTOTAL OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE		17,389,602.79	(60,000.00)	17,329,602.79
	TOTAL COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCIÓN		63,458,968.06	(485,643.61)	63,003,324.45



**LIQUIDACION PROVISIONAL DE INGRESOS
DICIEMBRE 2009**

	INGRESOS		Dic-09
INGRESOS	US\$		37.005.538
INGRESOS ESTADO			
-CORP. DE PROMOCION DE EXPORTAC. E INVERS.	US\$		-
Corpei por cuenta de			-
Corpei por cuenta de PETROECUADOR			-
RESTITUCIONES A PETROECUADOR			
- CTO TRANSP.SOTE			642.165
- CTO.COMERCIALIZ.			74.855
TOTAL RESTITUCIONES PETROECUADOR	US\$		717.020
LEY 10/20 + LEY 40 + SALDO PAIS			
-LEY 10 FONDO ECODES.R.AMAZONICA			550.000
-LEY 40 RENT.SUSTITUR PROV.NP.-ES-SU			27.500
-(*) JUNTA DE DEFENSA NACIONAL			-
-(*) PETROEC.FONDO.PERM.INV.			-
-(*) MIN.FINANZ.VARIOS PARTIC.			12.095.292
TOTAL: LEY 10/20 + LEY 40 + SALDO PAIS	US\$		12.672.792
MIN. FINANZAS: RETENCION IMP. RENTA/GRAV.ACT.PET.			
IMPUESTO A LA RENTA			1.198.747
GRAVAMEN A LA ACTIVIDAD PETROLERA			-
TOTAL RETENCIONES IMP. RENTA + GAP	US\$		1.198.747
TOTAL INGRESOS ESTADO	US\$		14.588.559
INGRESOS	US\$		22.416.979
REEMBOLSOS A FAVOR DE AGIP			
CTOS Y GTO.S EXTRACCION			6.075.663
TASA DE SERVICIOS PR*INA			467.895
AMORTIZ.INV.EXPLORAC.			-
AMORTIZ.INV.DESARROLLO			5.064.700
[R(P-CY)]IMPUESTOS - GAP: SALDO ACUMULACION			10.788.722
TOTAL REEMBOLSOS AGIP	US\$		22.416.980
TOTAL REEMBOLSOS	US\$		22.416.980
PRECIO DE EXPORTACION DEL CRUDO ORIENTE	US\$/BL		70,453190
TOTAL BARRILES A RECIBIR CRUDO ORIENTE	BLS		318.183

REPRESENTANTE PETROECUADOR

REPRESENTANTE PETROLERA
ECUADOR

CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS PETROLERA ECUADOR

DOCE.SEIS. (12.6.) Pago de la Tasa por los Servicios.- La contratista recibirá de CEPE(PETROECUADOR) el pago de la Tasa por los Servicios.

DOCE.SEIS.UNO. (12.6.1.) Para el primer Trimestre Calendario de la Fase de Producción, los factores para calcular la Tasa por los Servicios serán estimados por el Comité de Administración de acuerdo al Plan de Desarrollo, con la información actualizada disponible. Para cada Trimestre Calendario subsiguiente la Tasa por los Servicios será estimada por el Comité de Administración sobre la base de todos los factores actualizados del Trimestre Calendario anterior. La cuantía de esta Tasa por los Servicios se dividirá y pagará en alícuotas mensuales iguales.

DOCE.SEIS.DOS. (12.6.2.) Para la liquidación provisional de la Tasa por los Servicios, después de la terminación de cada Año Fiscal, los valores usados para los Trimestres Calendarios, como se estipula anteriormente, se reemplazarán por los factores reales y se reajustará la Tasa por los Servicios del Año Fiscal correspondiente.

DOCE.SEIS.TRES. (12.6.3.) La Tasa por los Servicios relativa a los yacimientos en Explotación Anticipada será pagada a partir del inicio de la producción Comercial en dichos yacimientos. En este caso, el monto de la cuenta de Inversiones de Desarrollo y Producción de los yacimientos en Explotación Anticipada constituirá la Inversión no amortizada (INA) que servirá para calcular la Tasa por los Servicios a pagarse.

DOCE.SEIS.CUATRO. (12.6.4.) Para efectuar las liquidaciones definitivas correspondientes, la cuantía de la Tasa por los Servicios se calculará en forma final cuando se disponga de los resultados de la auditoría respectiva señalada en las cláusulas doce.diez. (12.10.) y quince.dos.uno. (15.2.1.) CEPE y la contratista harán una pronta liquidación de cualquier diferencia en los pagos.

DOCE.SEIS.CINCO. (12.6.5.) El valor anual de la Tasa por los Servicios se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$TS = PR (INA) + R (P-C) Q$$

En donde:

TS = Cuantía anual del pago de la Tasa por los Servicios, en Dólares.

PR = Prime Rate. INA = La suma de las Inversiones de Desarrollo y Producción realizadas por la contratista menos los reembolsos de dichas Inversiones acumulados y pagados por CEPE a la contratista, ajustada al inicio de cada Año Fiscal.

R = Factor promedio, en fracción decimal, que garantiza la utilidad de la contratista al pagarse la Tasa por los Servicios, calculado de la siguiente manera:

$$R = \frac{R1(Q1)+R2(Q2)+R3(Q3)+R4(Q4)+R5(Q5)+R6(Q6)}{Q1+Q2+Q3+Q4+Q5+Q6}$$

En donde:

Q1 = Producción promedio anual de hasta diez mil (10.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q2 = Incremento de la producción promedio anual entre diez mil (10.000) y treinta mil (30.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q3 = Incremento de la producción promedio anual entre treinta mil (30.000) y cincuenta mil (50.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q4 = Incremento de la producción promedio anual entre cincuenta mil (50.000) y setenta mil (70.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q5 = Incremento de la producción promedio anual entre setenta mil (70.000) y cien mil (100.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

Q6 = Cualquier incremento de la producción promedio anual superior a cien mil (100.000) Unidades de Producción, por día, de Petróleo Crudo.

R1 = 0,45

R2 = 0,42

R3 = 0,25

R4 = 0,20

R5 = 0,10

R6 = 0,05

P = Precio de Mercado Internacional, promedio para el Año Fiscal vigente, aplicable al Petróleo Crudo del Area del Contrato, tal como se define en la cláusula cuatro.tres.treinta y cuatro. (4.3.34.).

C = Costos de Producción (sin incluir la Tasa por los Servicios) más Costos de Transporte, en Dólares por Unidad de Producción de Petróleo Crudo, de acuerdo a las definiciones de las cláusulas cuatro.tres.doce.uno. (4.3.12.1.) y cuatro.tres.doce.dos (4.3.12.2.).

Q = Producción anual fiscalizada de Petróleo Crudo proveniente del Área del Contrato, en Unidades de Producción de Petróleo Crudo.

DOCE.SEIS.SEIS. (12.6.6.) Para calcular el pago de la Tasa por los Servicios, las Inversiones de Producción formarán parte de las Inversiones no amortizadas (INA en la fórmula de la cláusula doce.seis.cinco. (12.6.5.) para el Año Fiscal en que dichas Inversiones hayan sido efectuadas.

PETROLERA ECUADOR

CALCULO DE LA TASA DE SERVICIO ANUAL REALIZADO POR LA DNH(ARCH)

AÑO 2009

MES	DIAS	PROD. FISCALIZADA A AGIP (Q)	pr(ina)*			Precios de referencias					pr(ina)*		Cálculo Sote								
			TASA PRIME (PR)	INVERSIONES NO AMORTIZADAS (INA)	FACTOR FINANCIERO (PR + INA)	PRECIO CRUDO ORIENTE	API CRUDO ORIENTE	API BQ 10	AJUSTE PRECIO	PRECIO AJUSTADO (P)	INGRESOS (P*Q)	AMOR. T. INV. EXPLOR.	AMORT. INV. EXPOTAC.	CTOS Y GROS OPERACIÓN	SUBTOTAL AMORT. + COSTOS OPER.	CTOS. TRANSP. SOTE	TOTAL COSTOS	COSTO UNITARIO (C)	R + (P-C) * Q	TOTAL TS= PR+INA + R+(P-C)*Q	
Enero	31	656,351	3.25%	228,562,537	630,895	27.393326	23.80	20.10	1.2669413	26.1263847	17,148,070	-	5,084,700	3,128,747	8,213,447	748,555	8,962,002	13.65429	9,246,526	9,877,422	
Febrero	28	633,003	3.25%	223,477,837	557,164	29.132556	23.70	20.10	1.3109650	27.8215910	17,611,146	-	5,084,700	3,613,853	8,698,553	725,587	9,424,140	14.88799	8,351,701	8,908,865	
Marzo	31	650,590	3.25%	218,393,137	602,825	39.821939	23.70	20.10	1.7919873	38.0299517	24,741,922	-	5,084,700	4,448,497	9,533,196	742,712	10,275,908	15.79474	9,246,526	9,849,351	
Abril	30	610,665	3.25%	213,308,437	569,797	42.574805	23.60	20.10	1.8626477	40.7121573	24,861,494	-	5,084,700	3,903,584	8,988,283	700,263	9,688,547	15.86556	8,948,251	9,518,048	
Mayo	31	598,704	3.25%	208,223,738	574,755	50.901058	23.60	20.10	2.2269213	48.6741367	29,141,399	-	5,084,700	5,794,141	10,878,841	690,835	11,569,676	19.32454	9,246,526	9,821,281	
Junio	30	599,373	3.25%	203,139,038	542,632	64.402802	23.80	20.10	2.9786296	61.4241724	36,815,979	-	5,084,700	5,208,959	10,293,658	688,807	10,982,465	18.32326	8,948,251	9,490,883	
Julio	31	606,573	3.25%	198,054,338	546,684	56.735610	23.70	20.10	2.5531025	54.1825076	32,865,667	-	5,084,700	4,868,862	9,953,361	695,006	10,648,567	17.55528	9,246,526	9,793,211	
Agosto	31	531,852	3.25%	192,969,638	532,649	65.507026	23.60	20.10	2.8659324	62.6410936	33,315,809	-	5,084,700	6,771,292	11,855,991	612,505	12,468,497	23.44353	9,246,526	9,779,175	
Septiembre	30	516,384	3.25%	187,884,939	501,884	64.803519	23.60	20.00	2.9161584	61.8873606	31,957,668	-	5,084,700	6,442,136	11,526,835	602,916	12,129,752	23.48977	8,948,251	9,450,136	
Octubre	31	558,947	3.25%	182,800,239	504,579	70.449215	23.60	20.00	3.1702147	67.2790003	37,605,387	-	5,084,700	6,608,935	11,693,635	659,314	12,352,948	22.10040	9,246,526	9,751,105	
Noviembre	30	561,890	3.25%	177,715,539	474,720	71.547216	23.70	19.90	3.3984928	68.1487232	38,292,068	-	5,084,700	5,149,032	10,233,732	658,438	10,892,170	19.38489	8,948,251	9,422,971	
Diciembre	31	576,552	3.25%	172,630,839	476,508	67.206368	23.50	19.90	3.0242866	64.1820814	37,004,277	-	5,084,700	7,065,289	12,149,988	683,035	12,833,023	22.25824	9,246,526	9,723,035	
TOTAL	365	7,100,884			6,515,091	PRECIO PROMEDIO SEGÚN INGRESOS					50,8895632	361,360,885		61,016,397	63,003,324	124,019,722	8,207,972	132,227,694	18,62130	108,870,391	115,385,482

CÁLCULOS TASA DE SERVICIOS

$$\text{TASA X SERVICIOS} = \text{PR} * (\text{INA}) + \text{R} * (\text{P} - \text{C}) * \text{Q}$$

PR= Tasa Prime

INA= Suma de las Inv. Menos las inv. Acumuladas y pagadas, ajustadas al inicio de c/año fiscal

R= Factor promedio, en fracción decimal, que garantiza la utilidad de la contratista, ver en la parte inferior el cálculo

P= Precio de mercado internacional, promedio para el año fiscal vigente, aplicable al crudo del área del contrato (4.3.34)

C= Costos de Producción (sin la tasa de servicios), más Costos de Transporte, de acuerdo a las cláusulas (4.3.12.1 y 4.3.12.2)

Q= Producción anual fiscalizada

CÁLCULO

$$\text{TASA ANUAL DE SERVICIO} = 6'515.091 + (0.475140205 * (50.8895632 - 18.6213004)) * 7'100.884$$

$$\text{TASA ANUAL DE SERVICIO} = 6'515.091 + 108'870.391,35$$

$$\text{TASA ANUAL DE SERVICIO} = \mathbf{115'385,482}$$

CÁLCULO PRECIO AJUSTADO ANUAL

$$\text{PRECIO PROMEDIO ANUAL} = \frac{\text{TOTAL INGRESOS AÑO}}{\text{PRODUCCION FISC. AÑO}} = \frac{361,360,884.66}{7,100,883.99} = \mathbf{50.88956321}$$

CÁLCULO COSTO UNITARIO ANUAL

$$\text{PRECIO PROMEDIO} = \frac{\text{TOTAL COSTOS AÑO}}{\text{PRODUCCION FISC. AÑO}} = \frac{132,227,694.09}{7,100,883.99} = \mathbf{18.62130043}$$

DEMOSTRACIÓN DEL CALCULO FACTOR R

PRODUCCION AÑO: 7,100,883.99

PRODUC. PROM DIA: 19,454.48

CALCULO FACTOR R:

R1 = 0.48

R2 = 0.47

R3 = 0.3

Q1 (hasta 10.000 bls) = 10,000

Q2 (hasta 30.000 bls) = 9,454

Q3 (hasta 50.000) = 0

$$R = \frac{R1 * Q1 + R2 * Q2 + R3 * Q3}{Q1 + Q2 + Q3} = \frac{0.48 * 10,000 + 0.47 * 9,454 + 0.3 * 0}{10,000 + 9,454 + 0} = \mathbf{0.475140205}$$

Cláusula 12.6.5 Contrato de Prestación de Servicios

CALCULO R*(P-C)* Q MENSUAL

$$R * (\text{P} - \text{C}) * \text{Q MENSUAL} = \frac{\{R * (\text{P} - \text{C}) * \text{Q ANUAL}\} * \text{DIAS MES}}{366 \text{ DIAS}}$$

$$R * (\text{P} - \text{C}) * \text{Q MENSUAL} = \frac{\{0.475140205 * (50.8895632 - 18.6213004) * 7'100.884\} * 31 \text{ DÍAS}}{365 \text{ DÍAS}}$$

$$R * (\text{P} - \text{C}) * \text{Q ENERO} = \frac{108,870,391 * 31 \text{ DIAS}}{365 \text{ DIAS}}$$

$$R * (\text{P} - \text{C}) * \text{Q ENERO} = \frac{3,374,982,126}{365 \text{ DIAS}}$$

$$R * (\text{P} - \text{C}) * \text{Q ENERO} = \mathbf{9,246,526.37}$$

CÁLCULO PRECIO AJUSTADO

PRECIO AJUSTADO= PRECIO CRUDO ORIENTE - PRECIO CRUDO ORIENTE * (1,25/100)*(API CRUDO ORIENTE - PETROLERA ECUADOR)

PRECIO AJUST ENERO= 27,393326 - (27,393326 * (1,25/100) * (23,8-20,10))

PRECIO AJUST ENERO= 27,393326 - 1,266941328

$$\text{PRECIO AJUST. ENERO} = \mathbf{26.1263847} \text{ 1)}$$

Según Estados 63,458,968.06

C. Aguas y Mat (60,000.00)

C. Super Cias. (395,643.61)

Costos Reem. 63,003,324.45

Diferencia 0.00

FORMULARIO		DECLARACIÓN DEL IMPUESTO A LA RENTA Y PRESENTACIÓN		No. FORMULARIO	
191	DE BALANZES FORMULARIO ÚNICO SOCIEDADES Y	ESTABLECIMIENTOS PERMANENTES		07067109	
Resolución No. NAC-DGER2008-1526					
06 IDENTIFICACIÓN DE LA DECLARACIÓN		0) ORIGINAL - 1) SUBSTITUTIVA		631 0	
AÑO 192 2009		No. FORMULARIO QUE SUSTITUYE		104	
100 IDENTIFICACIÓN DEL SUJETO PASIVO		EXPEDIENTE		200 00 105	
RUC 201		202			
OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DEL EXTERIOR EN EL EJERCICIO FISCAL (INFORMATIVO)					
Activo con partes relacionadas del exterior	011	83,560,076.70	Ingreso con partes relacionadas del exterior	013	0
Pasivo con partes relacionadas del exterior	012	3,940,929.25	Egreso con partes relacionadas del exterior	014	0
TOTAL OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DEL EXTERIOR (011 + 012 + 013 + 014)				015	87,527,003.98
ESTADO DE SITUACIÓN			ESTADO DE RESULTADOS		
ACTIVO			INGRESOS		
ACTIVO CORRIENTE			Ventas netas locales gravadas con tarifa 12%	001	0
Caja, bancos	311	122,240.07	Ventas netas locales gravadas con tarifa 0%	002	3,626,627.1
Inversiones corrientes	312	0	Exportaciones netas	003	0
Cuentas y documentos por cobrar clientes - corriente			Otros ingresos provenientes del exterior	004	0
Relacionados / Locales	313	0	Rendimientos financieros	005	0
Relacionados / Del exterior	314	0	Otras rentas gravadas	006	115,079.321
No relacionados / Locales	315	41,983,960.02	Utilidad en venta de activos fijos	007	0
No relacionados / Del exterior	316	0	Dividendos percibidos locales	008	0
Otros ingresos			Rentas exentas provenientes de donaciones y aportaciones		
Relacionados / Locales	317	0	De recursos públicos	009	0
Relacionados / Del exterior	318	25,508,800.1	De otras locales	010	0
No relacionados / Locales	319	601,530.42	Del exterior	011	0
No relacionados / Del exterior	320	0	Otras rentas exentas	012	0
Provisión cuentas incobrables	321	0	TOTAL INGRESOS (Sumar del 001 al 012)	000	118,708,342.1
Crédito tributario a favor del sujeto pasivo (IVA)	322	0			
Crédito tributario a favor del sujeto pasivo (RENTA)	323	0	Ventas netas de activos fijos (informativo)	001	0
Inventario de materia prima	324	0	Ingresos por reembolso como intermediario (informativo)	002	0
Inventario de productos en proceso	325	0			
Inventario de suministros y materiales	326	0			
Inventario de prod. terminados y mercad. en trámite	327	0			
Mercederías en trámite	328	0			
Inventario repuestos, herramientas y accesorios	329	0	Inventario inicial de bienes no producidos por el sujeto pasivo		
Activos pagados por anticipado	330	0			
Otros activos corrientes	331	28,798.68	Compras netas locales de bienes no producidos por el sujeto pasivo	700	0
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	339	126,181,135.49			

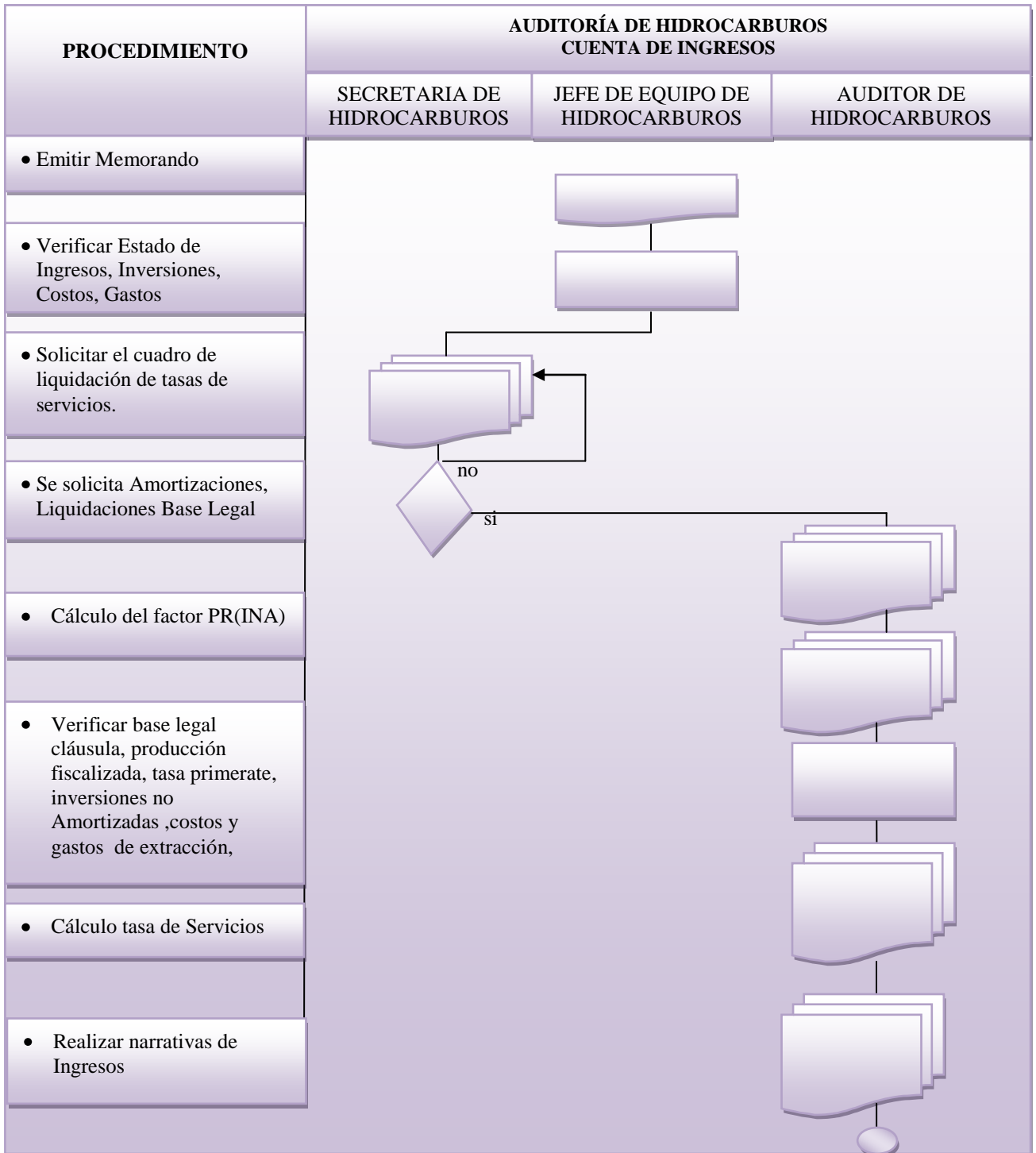
PETROLERA ECUADOR
INGRESOS Y REEMBOLSOS AJUSTADOS
AÑO 2009

(Expresado en dólares)

DESCRIPCIÓN	VALOR LIBRO	AJUSTES Y/O RECLASIF.	SALDO AJUSTADO
VENTAS NETAS LOCALES GRAVADAS CON TARIFA 0%	(3,626,627)	-	(3,626,627)
OTRAS RENTAS GRAVADAS	(115,079,321)	-	(115,079,321)
TOTAL	(118,705,948)		(118,705,948)

FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTOS DE LA CUENTA INGRESOS

FIGURA 11



**PETROLERA ECUADOR
NARRATIVA DE INGRESOS
AÑO 2009**

INGRESOS

Petrolera Ecuador presentó en su declaración del Impuesto a la Renta como ingresos un total de US. \$ (118705948.10) conformado por los siguientes conceptos:

	US. \$
TASA DE SERVICIO	(115.079.321,00) a)
SERVICIOS DE TRANSPORTE DE CRUDO	(3.626.627,10) b)
TOTAL	(118.705.948,10)

a) TASA DE SERVICIOS

De conformidad a la cláusula No. 12.6 del Contrato de Prestación de Servicios la Compañía recibió de Petroecuador como pago por la Tasa de Servicios US. \$ (115.079.321) conformada por: US. \$ 113.754.959 que corresponde a la Tasa de Servicios a diciembre del 2009 (los meses comprendidos entre julio a diciembre fueron estimados); US. \$ (35.992.068) corresponde a la diferencia de la Reliquidación del 2008 y US. \$ 37.316.430 correspondiente 2008.

Los pagos de la Tasa de Servicios del año 2009, fueron emitidos mediante Resoluciones del Comité de Administración Nos. 133-2008, 007-2009; 013-2009; 014-2009; 029-2009; 046-2009; 047-2009; 061-2009; 097-2009; 108-2009; 116-2009 y 126-2009. Petroecuador mediante Memorando No. 503 aprobó la liquidación provisional de enero-junio del año 2009. Hasta la fecha de finalización de la Auditoría (junio 2010) no se cuenta con la liquidación definitiva del año 2009.

La Resoluciones del Comité de Administración son emitidas en base a lo que se determina en la cláusula 12.6 del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 10, suscrito por AGIP OIL ECUADOR B.V. establece el pago de la Tasa de Servicios por parte de CEPE, hoy PETROECUADOR, la cual se compone de dos factores:

1. El Factor Financiero que establece el pago de Intereses calculados con la Tasa Prime (es la tasa de interés a la cual los bancos más solventes, prestan fondos a otros bancos, en el mercado interbancario de Londres. Es una tasa referencial para operaciones especiales) sobre las Inversiones No Amortizadas (INA), es decir las inversiones que aún no han sido reembolsadas a la contratista.
2. El Factor de Utilidad Operativa que garantiza la utilidad de la Contratista, establece el pago de un factor promedio que depende del Precio de Venta del Crudo, de los Costos Unitarios de Operación y la Cantidad de Crudo Producido. La fórmula de cálculo está establecida en la cláusula 13.6.5 del Contrato, y los valores de los factores R, mismos que fueron corregidos en el Contrato Modificatorio al Contrato de Prestación de Servicios suscrito el 20 de junio de 1996.

FACTOR UTILIDAD = R (P-C)*Q

$$R = \frac{R1(Q1) + R2(Q2) + R3(Q3)}{Q1+Q2+Q3}$$

Donde:

R1= 0,48

Q1 = Hasta 10.000

R2= 0,47

Q2= de 10.000 a 30.000

R3= 0,30

Q3= de 30.000 a 50.000

P = Precio de Mercado Internacional, promedio

C= Costos de Producción, más costos de Transporte, por unidad de producción.

Q= Producción Anual fiscalizada de Petróleo Crudo del área del Contrato.

1.- FACTOR FINANCIERO = PR*INA:

El saldo de Inversiones de Producción No Amortizadas al 31 de diciembre de 2008 fue de US. \$ 205.488.490,11 (sin considerar las regulaciones presentadas en el Informe de la DNH), el valor de las Amortizaciones mensuales fijas fue de US. \$ 5.656.816,40. El factor financiero calculado hasta el 31 de diciembre de 2008 fue de US. \$ 12.130.346 valor que se corrige en la Resolución 048-2009 del 5 de junio del 2009 (liquidación provisional enero-diciembre 2008), en la que se establece el valor de US. \$ 11.653.586,26 presentándose una diferencia de US. \$ (477.085), misma que fue regulada en el año 2009 .

2.- FACTOR DE UTILIDAD OPERATIVA: R (P-C)*Q

Al 31 de diciembre de 2008, PETROECUADOR canceló a la contratista por este concepto el valor de US. \$ 318.548.587 valor que se corrige en la Resolución 048-2009 del 5 de junio del 2009 (liquidación provisional enero-diciembre 2008), en la que se establece que de acuerdo a la producción real de la compañía, los costos de operación y el precio promedio del crudo, la tasa de servicio a ser cancelada ascendía a US. \$ 282.556.519 produciéndose una diferencia de (35.992.068) regulada en el año 2009.

b) SERVICIOS DE TRANSPORTE A PERENCO.

El valor de US\$ (3.626.627,10) corresponde a los Ingresos Adicionales, producto de las operaciones de la compañía que no son parte de la extracción de crudo, por cobros realizados a PERENCO conformado por:

CONCEPTO	VALOR
Servicio de Transporte de Crudo del Bloque 21 por el Oleoducto Puerto Napo-Baeza	(2.154.116,04)
Amortización de las inversiones realizadas en Sarayacu	(1.472.511,06)
Total	(3.626.627,10)

PARTES IMPORTANTES DEL CONVENIO

El transporte del petróleo crudo de PERENCO, bajo ningún motivo y/o consideración debe provocar un efecto negativo a la economía del Contrato de Prestación de Servicios del Petrolera Ecuador. Esto significa que los ingresos brutos del Bloque 10 no deben ser afectados; y, por lo tanto cualquier impacto económico que se presentare por la prestación de este servicio de transporte, deberá ser reconocido en su totalidad por PERENCO ECUADOR LIMITED, a Petrolera Ecuador.

PERENCO ECUADOR LIMITED, deberá cancelar a Petrolera Ecuador, una tarifa, por el servicio de transporte del petróleo crudo desde Puerto Napo hasta Baeza, esta tarifa tiene su origen en la cláusula 6.3 del Contrato Modificatorio de prestación de Servicios de Petrolera Ecuador.

PERENCO, tendrá derecho a transportar, a partir de Puerto Baeza, un máximo de 20.000 barriles por día a través del oleoducto Villano-Baeza, mientras dure la vigencia del Acuerdo, por lo que Petrolera Ecuador se compromete a no aceptar entregas de Petróleo Crudo de parte de terceros. En el año 2009, el transporte de crudo por día varió de 8.177 a 11.678 por lo que se cumplió con el Convenio.

COMPONENTE 3

Este componente incluirá cualquier saldo en la estructura tarifaria que sea convenido para beneficio de PETROECUADOR y que será negociado directamente entre PERENCO y PETROECUADOR, tomando en consideración que PERENCO ha financiado toda la inversión en la Estación de Bombeo de Sarayacu y otras instalaciones.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS

Procesos / Área / Cuenta :Gastos Sueldos y salarios personal nacional

Período ejecución: 01-01-2009/31-12-2009

Preparado por: AUDITORES

Revisado por: COORDINADORA DE HIDROCARBUROS

OBJETIVOS							
1	Identificar los procedimientos de la cuenta de gastos de la empresa petrolera privada Petroleos Ecuador						
2	Procedimientos para el análisis y verificación de la cuenta de gastos						
3	Elaboración de papeles de trabajo y hallazgos de la cuenta de gastos						
No.	Procedimientos	REF. P/I	tiempo real	preparado por:	FECHA	HALLAZG	OBSERVACIONES
1	Elaborar un memo solicitando los Estados de Costos y Gastos de la empresa petrolera privada	C2 1 de 1	1 día	Mayra Zuñiga Audit	08/03/2010		
2	Elaborar sumarias del Rubro Gasto Administrativo de la fase de operaciones mediante el analisis de materialidad con la cuenta de sueldos y salarios personal nacional más significativas según el estado de Costos y gastos	C3 1 de 3	2 días	Mayra Zuñiga Audit	10/03/2010		
3	Realizar el cuadro anual de Nomina agrupado por rubro y cuenta	C4 1 de 1	3 días	Mayra Zuñiga Audit	15/03/2010		
4	Elaborar el resumen de Nómina de la Compañía Petrolera Ecuador determinando el valor de ingresos y provisiones	C5 1 de 1	1 día	Mayra Zuñiga Audit	16/03/2010		
5	Elaborar el cuadro anual de nómina por empleado y efectuar aleatoriamente la selección del personal a ser analizado	C6 1 de 11	3 días	Mayra Zuñiga Audit	19/03/2010		
5.1	Revisar del Contrato de los empleados a ser analizados	C6 2 de 9	2 días	Mayra Zuñiga Audit	23/03/2010		
5.2	Requerir el detalle de las aportaciones del empleado del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social	C6 3-4 de 9	1 día	Mayra Zuñiga Audit	24/03/2010		
5.3	Verificar y analizar el Formulario del Ministerio de trabajo del pago de utilidades	C6 5 de 9	1 día	Mayra Zuñiga Audit	25/03/2010		
5.4	Solicitar el detalle de pago de utilidades del empleado de la empresa Petrolera Privada	C6 6 de 9	2 día	JEFE DE EQUIPO	29/03/2010		
5.5	Solicitar el Formulario 107 Impuesto a la Renta	C6 7 de 9	1 día	JEFE DE EQUIPO	30/03/2010		
5.6	Realizar el cálculo de impuesto a la renta del personal	C6 8 de 9	2 día	Mayra Zuñiga Audit	01/04/2010		
5.7	Observar la base legal para realizar el Formulario 107	C6 9 de 9	1 día	Mayra Zuñiga Audit	02/04/2010		
6	flujograma de procedimientos de Gastos	C7 1 de 1	1 día	Mayra Zuñiga Audit	05/04/2010		
7	Realización de Narrativas de gastos	C8 1 de 1	2 día	Mayra Zuñiga Audit	07/04/2010		

MEMORANDO No.

PARA : EQUIPO DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS
DE : JEFE DE EQUIPO
ASUNTO: ENTREGA DEL ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE LA
EMPRESA PETROLERA PRIVADA DEL AÑO 2009
FECHA: 08-03-2010

Adjunto al presente, sírvase encontrar el Estado de Costo y Gastos de la Compañía Petrolera Ecuador del año 2009

- Estados de Resultados del año 2009
- Estado de costos y Gastos del año 2009

Atentamente,

JEFE DE EQUIPO

PETROLERA ECUADOR						
SUMARIA DEL RUBRO C.1.1 GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES						
AÑO 2009						
(Expresado en dólares)						
RUBRO	CUENTA	DETALLE	VALOR	GTOS NO REEM.	AJUSTES Y/O RECLAS.	SALDO AJUSTADO
C.1.1		GASTOS GENERALES IDENTIFICADOS CON EL FUNCIONAMIENTO ADMINISTRATIVO DE LA OFICINA EN ECUADOR, RELACIONADOS DIRECTAMENTE CON EL CONTRATO TALES COMO LUZ, AGUA, TELEFONO, FAX, TELEX, ARRIENDO DE OFICINA Y DE OTRAS FACILIDADES, MATERIALES Y SUMINISTROS DE OFICINA, VIGILANCIA, FLETES Y FRANQUOS, GASTOS DE MANTENIMIENTO DE OFICINA Y VEHICULOS.				
C.1.1.-a	627303	AGUA Y ELECTRICIDAD	32,614.53			32,614.53
C.1.1.-a	635121	RENTA Y ALQUILER DE EDIFICIOS	306,732.36			306,732.36
C.1.1.-a	635122	ARRIENDO DE BODEGAS Y STANDS	33,505.92			33,505.92
C.1.1.-b	611142	MATERIAL DE COMPUTACION	49,159.38			49,159.38
C.1.1.-b	622024	MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE COMPUTACION	191,687.08			191,687.08
C.1.1.-b	631402	SERVICIOS DE CONSULTORIA	14,589.24			14,589.24
C.1.1.-b	637910	SUSCRIPCION EN REVISTAS Y PERIODICOS	1,033.35			1,033.35
C.1.1.-c	611041	ARRIENDO DE FOTOCOPIADORAS	15,508.05			15,508.05
C.1.1.-c	611091	MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE COMPUTACION	14,132.69			14,132.69
C.1.1.-c	622002	MANTENIMIENTO DE VEHICULOS	19,458.64			19,458.64
C.1.1.-c	627027	COSTOS DE MANTENIMIENTO DE OFICINAS	38,687.05			38,687.05
C.1.1.-c	627305	SERVICIOS DE CORREO	5,723.48			5,723.48
C.1.1.-c	635220	ARRIENDO DE FOTOCOPIADORAS	4,368.03			4,368.03
C.1.1.-d	627028	SERVICIOS DE TELEFONIA	119,763.81			119,763.81
C.1.1.-e	624025	TRANSPORTE TERRESTRE	20,177.79			20,177.79
C.1.1.-e	627028	SERVICIOS DE TELEFONIA	16,338.62			16,338.62
C.1.1.-e	627201	SERVICIOS BANCARIOS	16,074.29			16,074.29
C.1.1.-e	627316	TRADUCCIONES, FOTOCOPIAS OTROS	22.34			22.34
C.1.1.-e	627823	ACTIVIDADES RELACIONADAS CON TRANSPORTE MARINO	13,210.54			13,210.54
C.1.1.-e	627999	OTROS SERVICIOS	57,791.26			57,791.26
C.1.1.-e	630452	OTROS GASTOS LOCALES	49,003.15			49,003.15
C.1.1.-e	632001	ASISTENCIA Y CONSULTORIA	40,716.52			40,716.52
C.1.1.-e	637910	SUSCRIPCION EN REVISTAS Y PERIODICOS	5,154.06			5,154.06
C.1.1.-e	674342	INTERESES SOBRE DEPOSITOS EN GARANTIA	48,756.96			48,756.96
C.1.1.-e	675010	DIFERENCIAS DE CAMBIO ENTRE COMPAÑIAS RELACIONADAS DEL GRUPO	153,518.41			153,518.41
C.1.1.-e	675011	DIFERENCIAS DE CAMBIO ENTRE COMPAÑIAS RELACIONADAS DEL GRUPO ENI	(104,388.73)			(104,388.73)
	774900		(4.05)			(4.05)
C.1.1.-e	775010	DIFERENCIAS EN CAMBIO POSITIVAS CON EL GRUPO ENI GROUP Y COMPAÑIAS RELACIONADAS EN RELACIONES COMERCIALES	(47,001.78)			(47,001.78)
C.1.1.-e	775011	DIFERENCIAS DE CAMBIO ENTRE COMPAÑIAS RELACIONADAS DEL GRUPO ENI	176,094.34			176,094.34
C.1.1.-f	631030	SERVICIOS POR COSTOS CARGADOS POR FROM ENI EXPLO. DIV. GENERAL Y SERVICIOS DE CONSULTORIA	576,346.34		(576,346.34)	-
C.1.1.-g	627231	SERVICIOS DE GUARDIANIA	330,197.38			330,197.38
C.1.1.-h	633000	ALLOCACIONES DE SERVICIOS GENERALES	(911,948.09)			(911,948.09)
		TOTAL C.1.1. GASTOS GENERALES IDENTIFICADOS CON EL FUNC. ADM	1,287,022.96	-	(576,346.34)	710,676.62
C.1.2.		SUELDOS Y BENEFICIOS DEL GERENTE GENERAL, GERENTE FINANCIERO Y GERENTE ADMINISTRATIVO Y DEL PERSONAL QUE CORRESPONDAN A ESTAS ACTIVIDADES				
C.1.2.-a	600090	SUELDOS E INDEMNIZACIONES GERENTE EXTRANJEROS	939,688.20			939,688.20
C.1.2.-a	601091	SUELDOS E INDEMNIZACIONES PERSONAL SENIOR EXTRANJEROS	934,797.44			934,797.44
C.1.2.-b	605000	SALARIOS NACIONALES	154,044.43	1,212,870.05		(1,058,525.62)
C.1.2.-b	605010	SUELDOS PERSONAL SENIOR STAFF	299,785.00			299,785.00
C.1.2.-b	605020	SUELDOS PERSONAL JUNIOR STAFF	360,296.02			360,296.02
C.1.2.-b	605600	SEGURO SOCIAL GERENTES	62,505.38			62,505.38
C.1.2.-b	605610	SEGUROS SOCIAL SENIOR STAFF	146,006.28			146,006.28
C.1.2.-b	605620	SEGUROS SOCIAL JUNIOR STAFF	189,932.94			189,932.94
C.1.2.-b	627999	OTROS SERVICIOS	1,883.45			1,883.45
C.1.2.-b	633000	ALOCACIONES DE OTROS SERVICIOS GENERALES	(133,491.19)			(133,491.19)
C.1.2.-c	633000	ALOCACIONES DE OTROS SERVICIOS GENERALES	(805,290.81)			(805,290.81)
		TOTAL C.1.2. SUELDOS Y BENEFICIOS	2,150,157.14	1,212,870.05	-	937,887.09
C.1.3		CONTRIBUCIONES PARA LA SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑIAS				
C.1.3.a	691200	CONTRIBUCION SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑIAS GENERAL	395,643.61	(395,644.00)		(0.39)
C.1.3.-b	691200	GENERAL	487,470.18			487,470.18
		TOTAL D.1.3 CONTRIBUCIONES SUPERINTENDENCIA.	883,113.79	(395,644.00)	-	487,469.79
C.1.4		PRIMAS DE SEGUROS DEVENGADOS SOBRE BIENES, EQUIPOS Y PERSONAL CONSIDERADO EN C.1.2.				
C.1.4.-a	625999	PRIMAS DE SEGUROS	38,374.30			38,374.30
		TOTAL C.1.4 PRIMAS DE SEGUROS	38,374.30	-	-	38,374.30
C.1.5		MOVILIZACION DEL PERSONAL DETERMINADO EN C.1.2				
C.1.5.a	630000	GASTOS DE VIAJE PERSONAL EXTRANJERO	44,425.10			44,425.10
C.1.5.a	630001	GASTOS DE VIAJE PERSONAL NACIONAL	21,800.42			21,800.42
		TOTAL C.1.5 MOVILIZACION DE PERSONAL	66,225.52	-	-	66,225.52
RUBRO	CUENTA	DETALLE	VALOR	GTOS NO REEM.	AJUSTES Y/O RECLAS.	SALDO AJUSTADO
C.1.6		SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS CORRESPONDIENTES A LOS CENTROS DE COSTOS ADMINISTRATIVOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS				
C.1.6.a	631020	SERVICIOS DE CONSULTORIA CASA MATRIZ	440,921.31			440,921.31
C.1.6.a	631402	SERVICIOS DE CONSULTORIA NO CASA MATRIZ	9,365.98			9,365.98
C.1.6.a	631442	ESTUDIOS E INVESTIGACIONES DE MERCADO	9,384.71			9,384.71
C.1.6.a	631443	SERVICIOS PROFESIONALES DE AUDITORIA	88,780.38			88,780.38
C.1.6.a	633000	ALOCACIONES DE OTROS SERVICIOS GENERALES	(7,310.61)			(7,310.61)
		TOTAL C.1.6 SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS	541,141.77	-	-	541,141.77
C.1.8		GASTOS Y HONORARIOS LEGALES Y DE AUDITORIA				
C.1.8.a	627211	IMPUESTOS SERVICIOS DE SUPERVISION	11,861.92			11,861.92
C.1.8.a	631202	GASTOS LEGALES, NOTARIALES Y OTROS	262,678.77		(145,029.00)	117,649.77
C.1.8.a	633000	ALOCACIONES DE OTROS SERVICIOS GENERALES	(11,870.65)			(11,870.65)
		SUBTOTAL	262,670.04	-	(145,029.00)	117,641.04
C.1.8.a	691200	OTROS IMPUESTOS MISCELANEOS	56,112.55			56,112.55
		SUBTOTAL	56,112.55	-	-	56,112.55
		TOTAL C.1.8 GASTOS HONORARIOS LEGALES Y DE AUDITORIA	318,782.59	-	(145,029.00)	173,753.59
		TOTAL RUBRO C.1	5,284,818.07	816,926.05	(721,375.34)	2,958,228.68

EMPRESA PETROLERA ECUADOR						
SUMARIA DEL RUBRO DE COSTOS C.3 OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE						
AÑO 2009						
(Expresado en dólares)						
RUBRO	CUENTA	DETALLE	VALOR	GTOS NO REEM.	AJUSTES Y/O RECLAS.	SALDO AJUSTADO
C.3.1		SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TECNICO DE DIRECCION, SUPERVISION, APOYO Y OPERATIVO EN ESTA ACTIVIDAD				
C.3.1-a	601091	SUELDOS PERSONAL SENIOR	800,310.13			800,310.13
C.3.1-b	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	228,099.84			228,099.84
C.3.1-b	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	1,320,131.12			1,320,131.12
C.3.1-b	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	1,541,508.45			1,541,508.45
C.3.1-b	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	95,347.70			95,347.70
C.3.1-b	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	658,681.03			658,681.03
C.3.1-b	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	806,544.17			806,544.17
C.3.1-b	606510	PROVISION JUBILACION PATRONAL LOCAL	258,225.00			258,225.00
C.3.1-b	627999	OTROS SERVICIOS	4,451.90			4,451.90
C.3.1-c	630000	GASTOS DE VIAJE EXPATRIADOS	40,544.37			40,544.37
C.3.1-c	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	326,136.51			326,136.51
		SUBTOTAL C.3.1	6,079,980.22	-	-	6,079,980.22
C.3.2		CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES				
C.3.2-a	691200	Contribucion por uso de Aguas y Materiales	60,000.00	(60,000.00)		-
		SUBTOTAL C.3.2	60,000.00	(60,000.00)	-	-
C.3.4		PROGRAMA DE CAPACITACION				
C.3.4-a	630200	ENTRENAMIENTO EXPATRIADOS	655.20			655.20
C.3.4-a	630201	ENTRENAMIENTO EMPLEADOS LOCALES	230,072.77			230,072.77
		SUBTOTAL C.3.4	230,727.97	-	-	230,727.97
C.3.5.1		SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TECNICO DE DIRECCION, SUPERVISION, APOYO Y OPERATIVO A ESTA ACTIVIDAD				
C.3.5.1-a	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	51,290.00			51,290.00
C.3.5.1-a	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	129,446.69			129,446.69
C.3.5.1-a	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	111,034.77			111,034.77
C.3.5.1-a	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	23,455.06			23,455.06
C.3.5.1-a	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	57,713.88			57,713.88
C.3.5.1-a	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	56,190.11			56,190.11
C.3.5.1-a	611041	SUMINISTROS DE OFICINA	3,689.15			3,689.15
C.3.5.1-a	611091	COMPRAS REPUESTOS Y SUMINISTROS VEHICULOS	6,786.63			6,786.63
C.3.5.1-a	622002	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA MECANICO	3,744.10			3,744.10
C.3.5.1-a	624025	TRANSPORTE TERRESTRE	5,057.14			5,057.14
C.3.5.1-a	627028	TELECOMUNICACIONES	9,117.23			9,117.23
C.3.5.1-a	627305	SERVICIOS POSTALES	46.26			46.26
C.3.5.1-a	627316	TRADUCCIONES, FOTOCOPIAS, FILMS ACTIVIDADES	2,838.53			2,838.53
C.3.5.1-a	627999	OTROS SERVICIOS	5,164.70			5,164.70
C.3.5.1-a	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	38,600.62			38,600.62
C.3.5.1-a	633000	DISTRIBUCION DE GASTOS GENERALES	104,824.23			104,824.23
C.3.5.1-a	635122	ALQUILERES	1,814.40			1,814.40
C.3.5.1-a	635220	ALQUILER DE MAQUINAS	1,455.93			1,455.93
		SUBTOTAL C.3.5.1	612,269.43	-	-	612,269.43
C.3.5.2		SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS, CORRESPONDIENTES A ESTA ACTIVIDAD.				
C.3.5.2-a	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	10,000.02			10,000.02
C.3.5.2-a	631020	SERVICIOS TECNICOS CASA MATRIZ	69,129.91			69,129.91
C.3.5.2-a	631402	SERVICIOS TECNICOS NO HOME OFFICE	49,707.49			49,707.49
		SUBTOTAL C.3.5.2	128,837.42	-	-	128,837.42
C.3.5.3		GASTOS Y HONORARIOS LEGALES				
C.3.5.3-a	631202	SERVICIOS LEGALES Y NOTARIALES	5,759.21			5,759.21
		SUBTOTAL C.3.5.3	5,759.21	-	-	5,759.21

RUBRO	CUENTA	DETALLE	VALOR	GTOS NO REEM.	AJUSTES Y/O RECLAS.	SALDO AJUSTADO
C.3.5.5.		OTROS GASTOS ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD				
C.3.5.5-a	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	169,904.30			169,904.30
C.3.5.5-b	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	7,804.79			7,804.79
C.3.5.5-d	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	172,766.67			172,766.67
C.3.5.5-e	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	72,790.00			72,790.00
C.3.5.5-f	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	28,672.91			28,672.91
C.3.5.5-g	611909	SUMINISTROS DE HSE	110,343.73			110,343.73
C.3.5.5-i	611909	SUMINISTROS DE HSE	4,510.40			4,510.40
C.3.5.5-j	627241	SERVICIOS DE HSE- OSP	89.60			89.60
C.3.5.5-k	637912	ASISTENCIA A COMUNIDADES	4,602.96			4,602.96
C.3.5.5-l	611909	Desechos peligrosos & descargas liquidas	48.44			48.44
C.3.5.5-m	627241	SUMINISTROS DE HSE	237,737.49			237,737.49
C.3.5.5-n	611909	SERVICIOS DE HSE- OSP	618.12			618.12
		SUBTOTAL C.3.5.5	809,889.41	-	-	809,889.41
C.3.7		COSTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL				
C.3.7-a	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	47,720.00			47,720.00
C.3.7-a	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	294,483.02			294,483.02
C.3.7-a	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	6,770.00			6,770.00
C.3.7-a	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	22,038.07			22,038.07
C.3.7-a	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	141,638.50			141,638.50
C.3.7-a	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	5,070.58			5,070.58
C.3.7-a	627999	SERVICIOS CONTRATADOS	1,608.29			1,608.29
C.3.7-b	611031	JUNTAS DE TUBERIA CONDUCTORA	9,726.08			9,726.08
C.3.7-b	611041	SUMINISTROS DE OFICINA	3,568.33			3,568.33
C.3.7-b	624025	TRANSPORTE TERRESTRE	570.18			570.18
C.3.7-b	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	18,767.86			18,767.86
C.3.7-b	631202	SERVICIOS LEGALES Y NOTARIALES	16.80			16.80
C.3.7-b	631402	SERVICIOS TECNICOS NO HOME OFFICE	4,449.18			4,449.18
C.3.7-b	637910	SUSCRIPCIONES	371.45			371.45
C.3.7-c	611909	SUMINISTROS DE HSE	198,858.75			198,858.75
C.3.7-c	627241	SERVICIOS DE HSE- OSP	834,408.67			834,408.67
C.3.7-c	630450	COSTOS LOCALES MEDICOS	-			-
C.3.7-c	637910	SUSCRIPCIONES REVISTAS Y PERIODICOS	257.10			257.10
C.3.7-d	633000	DISTRIBUCION DE GASTOS GENERALES	53,923.83			53,923.83
C.3.7-e	627231	SERVICIOS DE SEGURIDAD	1,599,096.34			1,599,096.34
C.3.7-f	611031	INSTRUMENTS AND TLC SPARES AND EQUIPMENT	-			-
C.3.7-f	611061	COMPRA EQUIPO DE TRABAJO	35,409.48			35,409.48
C.3.7-f	611091	COMPRA REPUESTOS Y SUMINISTROS VEHICULOS	22,488.42			22,488.42
C.3.7-f	622002	MANTENIMIENTO Y REPARACION VEHICULOS	9,388.98			9,388.98
C.3.7-f	627028	COMUNICACIONES-TELEFONO	22,377.61			22,377.61
C.3.7-f	627999	OTROS SERVICIOS	1,230.01			1,230.01
C.3.7-f	635220	ARRIENDO DE FOTOCOPIADORAS	1,008.00			1,008.00
		SUBTOTAL C.3.7	3,335,245.53	-	-	3,335,245.53
C.3.8		OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIFICACION ANTERIOR				
C.3.8-a	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	57,352.62			57,352.62
C.3.8-a	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	66,838.21			66,838.21
C.3.8-a	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	81,387.01			81,387.01
C.3.8-a	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	24,176.77			24,176.77
C.3.8-a	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	27,824.16			27,824.16
C.3.8-a	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	45,622.83			45,622.83
C.3.8-a	623099	SERVICIOS CONTRATADOS	5,227.87			5,227.87
C.3.8-a	627999	OTROS SERVICIOS	(1,535.20)			(1,535.20)
C.3.8-b	611031	COMUNICACIONES & TLC PARTES Y EQUIPOS	-			-
C.3.8-b	611041	SUMINISTROS DE OFICINA	2,939.69			2,939.69
C.3.8-b	611091	COMPRA REPUESTOS Y SUMINISTROS VEHICULOS	17,891.25			17,891.25
C.3.8-b	622002	MANTENIMIENTO Y REPARACION VEHICULOS	9,270.83			9,270.83
C.3.8-b	624025	TRANSPORTE LOCAL	23,113.63			23,113.63
C.3.8-b	627027	COSTOS DE OFICINA	1,682.20			1,682.20
C.3.8-b	627028	COMUNICACIONES-TELEFONO	56,903.59			56,903.59
C.3.8-b	627999	OTROS SERVICIOS	19,296.51			19,296.51
C.3.8-b	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	9,379.39			9,379.39
C.3.8-b	630460	SERVICIOS DE COMIDA	8,126.76			8,126.76
C.3.8-b	631202	SERVICIOS LEGALES Y NOTARIALES	6,167.08			6,167.08
C.3.8-b	631402	SERVICIOS TECNICOS NO HOME OFFICE	4,449.18			4,449.18
C.3.8-b	635121	ARRIENDO DE EDIFICIOS	16,924.43			16,924.43
C.3.8-b	635220	ARRIENDO DE FOTOCOPIADORAS	672.03			672.03
C.3.8-c	637912	ASISTENCIA A COMUNIDADES	5,015,056.74		(2,406,313.00)	2,608,743.74
C.3.8-d	625999	SEGUROS	628,126.02			628,126.02
		SUBTOTAL C.3.8 OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIFICACION ANTERIOR	6,126,893.60	-	(2,406,313.00)	3,720,580.60
		TOTAL RUBRO C.3	17,389,602.79	(60,000.00)	(2,406,313.00)	14,923,289.79

EMPRESA PETROLERA ECUADOR
CUADRO ANUAL NOMINA AGRUPADO POR RUBRO Y CUENTA

Cuentas	Enero a Diciembre 2009												Total general
	ene-09	feb-09	mar-09	abr-09	may-09	jun-09	jul-09	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09	
C.1.3-b	84,256.56	82,819.45	83,158.30	83,755.76	87,897.74	86,809.27	84,890.24	117,170.69	100,455.76	131,275.00	97,240.63	104,265.77	1,143,462.17
605000	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	11,100.00	11,220.00	35,248.43	11,220.00	11,295.00	154,044.43
STRA000	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	10,280.00	35,248.43	11,220.00	11,295.00	154,044.43
605010	21,625.00	21,625.00	21,625.00	21,625.00	21,625.00	21,625.00	21,625.00	31,465.00	28,855.00	28,855.00	28,855.00	30,800.00	299,785.00
OPSPROCU	8,230.00	8,230.00	8,230.00	8,230.00	8,230.00	8,230.00	8,230.00	11,590.00	9,500.00	9,500.00	9,500.00	9,725.00	106,975.00
STRI000	6,450.00	6,450.00	6,450.00	6,450.00	6,450.00	6,450.00	6,450.00	7,855.00	7,855.00	7,855.00	7,855.00	7,855.00	85,740.00
STRA000	4,675.00	4,675.00	4,675.00	4,675.00	4,675.00	4,675.00	4,675.00	6,955.00	9,385.00	9,385.00	9,385.00	10,100.00	77,840.00
STRI000	2,270.00	2,270.00	2,270.00	2,270.00	2,270.00	2,270.00	2,270.00	3,065.00	2,355.00	2,355.00	2,355.00	2,660.00	39,220.00
605020	26,905.51	25,882.07	26,179.41	26,659.09	29,362.49	28,400.41	27,087.98	38,923.86	31,020.73	30,659.67	28,124.36	31,891.40	351,881.78
OPSPROCU	6,527.12	6,484.17	6,434.20	6,405.00	6,405.00	6,444.29	6,483.21	9,207.01	6,438.71	7,300.00	7,421.07	8,075.00	93,624.78
STRI000	7,904.43	6,953.94	7,067.14	8,290.45	8,492.32	8,624.98	8,550.99	12,245.00	11,368.25	10,709.73	10,397.66	10,636.31	111,048.68
STRA000	9,318.96	9,288.96	9,253.07	9,280.62	9,729.87	10,176.16	9,098.82	12,891.65	6,925.77	7,259.94	6,675.43	8,211.32	106,900.57
STRI000	3,155.00	3,155.00	3,155.00	3,155.00	3,155.00	3,155.00	3,155.00	4,580.00	6,270.00	5,990.00	3,630.00	4,978.57	49,213.57
STRA000	4,275.10	4,275.10	4,275.10	4,275.10	4,275.10	4,275.10	4,275.10	5,276.27	6,459.31	6,599.31	6,459.31	6,599.31	81,999.50
605010	9,403.98	9,343.42	9,338.18	9,319.14	9,282.35	9,370.65	9,348.49	12,866.25	12,490.47	12,396.75	12,435.64	12,834.16	128,451.46
STRI000	3,652.18	3,661.26	3,660.19	3,636.98	3,600.19	3,600.19	3,584.18	4,780.16	4,077.20	4,045.06	4,045.06	4,153.11	46,433.76
STRA000	2,932.28	2,864.64	2,862.64	2,862.64	2,862.64	2,862.64	2,862.21	4,151.05	3,377.88	3,316.30	3,316.30	3,316.30	37,687.75
605020	11,923.13	11,413.86	11,460.61	11,460.61	11,460.61	12,658.67	11,726.26	15,519.51	12,210.25	12,043.87	11,942.32	12,321.31	148,699.00
OPSPROCU	2,856.99	2,806.92	2,814.20	2,790.70	2,788.58	2,858.00	2,860.48	3,765.71	3,009.28	3,209.39	3,286.67	3,420.58	36,467.50
STRI000	3,673.69	3,234.01	3,191.19	3,206.53	3,679.21	3,718.36	3,621.41	4,699.95	4,269.89	4,309.23	4,231.57	4,373.13	46,599.17
STRA000	4,091.39	4,061.03	4,143.32	4,143.32	4,163.85	4,756.03	3,998.73	5,320.70	2,999.55	3,097.16	2,874.02	3,445.94	46,858.02
STRI000	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,325.28	1,295.64	1,733.15	1,931.53	1,914.57	1,554.06	1,642.66	18,774.31
605000	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	36,120.00
OPSPROCU	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	48,120.00
STRI000	11,457.28	10,834.28	10,137.41	11,334.48	11,334.48	12,545.39	11,245.39	10,610.73	10,610.73	10,610.73	8,779.05	10,834.28	128,602.22
OPSPROCU	2,856.99	2,806.92	2,814.20	2,790.70	2,788.58	2,858.00	2,860.48	3,765.71	3,009.28	3,209.39	3,286.67	3,420.58	36,467.50
STRI000	3,673.69	3,234.01	3,191.19	3,206.53	3,679.21	3,718.36	3,621.41	4,699.95	4,269.89	4,309.23	4,231.57	4,373.13	46,599.17
STRA000	4,091.39	4,061.03	4,143.32	4,143.32	4,163.85	4,756.03	3,998.73	5,320.70	2,999.55	3,097.16	2,874.02	3,445.94	46,858.02
STRI000	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,325.28	1,295.64	1,733.15	1,931.53	1,914.57	1,554.06	1,642.66	18,774.31
C.3.1-b	320,415.05	304,848.68	303,460.98	320,825.76	328,725.22	354,785.39	334,801.69	412,489.36	376,174.31	404,197.31	362,957.41	387,452.62	4,180,541.61
605010	410.00	5,396.66	4,010.00	5,396.66	4,010.00	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	28,015.12
OPSPROCU	4,010.00	5,396.66	4,010.00	5,396.66	4,010.00	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	23,015.12	28,015.12
STRI000	11,457.28	10,834.28	10,137.41	11,334.48	11,334.48	12,545.39	11,245.39	10,610.73	10,610.73	10,610.73	8,779.05	10,834.28	128,602.22
OPSPROCU	2,856.99	2,806.92	2,814.20	2,790.70	2,788.58	2,858.00	2,860.48	3,765.71	3,009.28	3,209.39	3,286.67	3,420.58	36,467.50
STRI000	3,673.69	3,234.01	3,191.19	3,206.53	3,679.21	3,718.36	3,621.41	4,699.95	4,269.89	4,309.23	4,231.57	4,373.13	46,599.17
STRA000	4,091.39	4,061.03	4,143.32	4,143.32	4,163.85	4,756.03	3,998.73	5,320.70	2,999.55	3,097.16	2,874.02	3,445.94	46,858.02
STRI000	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,325.28	1,295.64	1,733.15	1,931.53	1,914.57	1,554.06	1,642.66	18,774.31
605000	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	3,010.00	36,120.00
OPSPROCU	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	4,010.00	48,120.00
STRI000	11,457.28	10,834.28	10,137.41	11,334.48	11,334.48	12,545.39	11,245.39	10,610.73	10,610.73	10,610.73	8,779.05	10,834.28	128,602.22
OPSPROCU	2,856.99	2,806.92	2,814.20	2,790.70	2,788.58	2,858.00	2,860.48	3,765.71	3,009.28	3,209.39	3,286.67	3,420.58	36,467.50
STRI000	3,673.69	3,234.01	3,191.19	3,206.53	3,679.21	3,718.36	3,621.41	4,699.95	4,269.89	4,309.23	4,231.57	4,373.13	46,599.17
STRA000	4,091.39	4,061.03	4,143.32	4,143.32	4,163.85	4,756.03	3,998.73	5,320.70	2,999.55	3,097.16	2,874.02	3,445.94	46,858.02
STRI000	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,311.90	1,325.28	1,295.64	1,733.15	1,931.53	1,914.57	1,554.06	1,642.66	18,774.31
C.3.1-a	31,114.05	29,334.96	31,497.92	31,497.92	30,888.90	32,894.40	28,266.05	38,560.36	32,535.43	35,006.43	36,043.56	33,138.48	411,174.36
605000	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	47,400.00
OPSPROCU	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	3,950.00	47,400.00
STRI000	7,160.00	7,625.77	7,160.00	7,160.00	7,160.00	7,160.00	7,160.00	9,995.00	15,619.94	16,620.92	17,774.71	19,082.35	129,446.69
605020	10,968.94	9,109.81	10,782.67	11,142.90	10,886.71	12,205.96	8,916.60	12,645.48	10,003.86	10,003.86	9,814.40	11,844.99	118,844.99
OPSPROCU	1,685.10	1,685.10	1,685.10	1,685.10	1,685.10	1,763.47	1,679.67	2,261.63	1,903.92	1,903.92	1,808.93	1,925.53	21,767.56
STRI000	2,869.29	3,037.47	2,935.00	2,975.34	2,868.73	2,868.73	2,868.73	3,588.72	6,266.86	7,242.10	7,242.10	7,242.10	52,768.93
OPSPROCU	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	2,069.29	25,768.93
STRI000	4,480.72	4,881.30	4,984.15	4,538.28	4,494.24	4,494.24	3,699.44	5,084.53	1,245.85	1,740.63	1,176.90	1,496.81	45,062.21
OPSPROCU	4,480.72	4,881.30	4,984.15	4,538.28	4,494.24	4,494.24	3,699.44	5,084.53	1,245.85	1,740.63	1,176.90	1,496.81	45,062.21
C.3.2	41,464.86	35,601.84	40,114.94	39,904.66	35,282.80	45,806.82	37,813.82	54,380.00	4,345.00	4,035.00	4,035.00	4,035.00	504,551.86
605000	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	47,200.00
OPSPROCU	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	3,880.00	47,200.00
STRI000	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	2,693.13	33,800.00
OPSPROCU	18,920.15	15,360.00	19,839.66	17,962.32	15,360.00	21,419.89	18,054.06	21,626.64	18,960.16	22,026.67	19,165.01	2	

EMPRESA PETROLERA ECUADOR

RESUMEN DE INGRESOS Y PROVISIONES ANUALES

MESES AÑO	Suma de TOTAL INGRESOS	Suma TOTAL PROVISIONES	Suma TOTAL INGRESOS Y PROVISIONES
Enero	388,299.88	162,768.94	551,068.82
Febrero	368,249.36	155,500.22	523,749.58
Marzo	367,125.13	164,015.08	531,140.21
Abril	389,410.02	172,771.98	562,182.00
Mayo	354,836.97	154,121.69	508,958.66
Junio	418,624.39	176,631.95	595,256.34
Julio	389,413.64	163,249.58	552,663.22
Agosto	548,267.02	174,363.87	722,630.89
Septiembre	478,698.42	160,054.72	638,753.14
Octubre	518,081.25	189,362.27	707,443.52
Noviembre	472,697.69	162,031.44	634,729.13
Diciembre	509,521.29	167,978.27	677,499.56
Total general	5,203,225.06	2,002,850.01	7,206,075.07

EMPRESA PETROLERA ECUADOR CUADRO ANUAL NÓMINA POR EMPLEADO Enero- Diciembre 2009																				
MESES AÑO	DEL TOTAL INGRESOS	de Suma TOTAL INGRESOS BENEFICIOS	de Suma de APORTE Y EMPLEADO	de Suma de IESS RENTA	de Suma de IMPUESTO JUDICIAL OTROS	de Suma de PRESTAMO & IESS	de Cuenta de TARJETA SUPERMAXI	de Suma de HOSPITAL GENERAL	de Suma de DESCUENTO PRIMERA QUINCENA	de Suma de TOTAL EGRESOS	de Suma de TOTAL RECIBIR	de Suma de PROVISION PLAN AHORRO	de Suma de PROVISION DE DECIMO CUARTO	de Suma de PROVISION FONDO RESERVA	de Suma de PROVISION APORTE PATRONAL	de Suma de PROVISION VACACIONES	de Suma de PROVISION DECIMO TERCERO	de Suma de PROVISIONES	de Suma de TOTAL INGRESOS Y PROVISIONES	de Suma de TOTAL INGRESOS Y PROVISIONES
1	160919.66	161974	14501.77	31840.65	0	0	11	0	57627	114722.33	46197.33	5197.6	218.04	6049.66	18844.49	11283.59	12924.89	54518.27	215437.93	
Enero	10280	10372.7	969.85	1843.64	0	0	1	0	4626	8281.49	1998.51	411.2	18.17	864.39	1260.28	856.67	864.39	4275.1	14555.1	
Febrero	10280	10372.7	969.85	1843.63	0	0	1	0	4626	8309.09	1970.91	411.2	18.17	864.39	1260.28	856.67	864.39	4275.1	14555.1	
Marzo	10280	10372.7	969.85	1843.64	0	0	1	0	4626	8309.1	1970.9	411.2	18.17	864.39	1260.28	856.67	864.39	4275.1	14555.1	
Abril	10280	10372.7	969.85	1843.64	0	0	1	0	4626	8255.58	2024.42	411.2	18.17	864.39	1260.28	856.67	864.39	4275.1	14555.1	
Mayo	10280	10370.7	969.66	1843.01	0	0	1	0	4626	8511.07	1768.93	411.2	18.17	864.23	1260.04	1468.57	864.23	4886.44	15166.44	
Junio	10280	10370.7	969.66	1843.01	0	0	1	0	4626	8261.07	2018.93	411.2	18.17	864.23	1260.04	856.67	864.23	4274.54	14554.54	
Julio	10280	10363.69	969.01	1840.78	0	0	1	0	4626	8258.19	2021.81	411.2	18.17	863.64	1259.19	856.67	863.64	4272.51	14552.51	
Agosto	14198.64	14282.33	1232.68	2209.09	0	0	1	0	5049	9538.77	4659.87	524	18.17	0	1601.82	935	1098.64	4177.63	18376.27	
Septiembre	12161.97	12245.66	1056.9	2270.62	0	0	1	0	5049	9274.12	2887.85	448.8	18.17	0	1373.4	935	941.97	3717.34	15879.31	
Octubre	38193.86	38277.55	3303.65	4287.69	0	0	1	0	5049	13537.94	24655.92	448.8	18.17	0	4292.97	935	2944.43	8639.37	46833.23	
Noviembre	12161.97	12245.66	1056.9	5074.05	0	0	1	0	5049	12077.55	84.42	448.8	18.17	0	1373.4	935	941.97	3717.34	15879.31	
Diciembre	12243.22	12326.91	1063.91	5097.85	0	0	0	0	5049	12108.36	134.86	448.8	18.17	0	1382.51	935	948.22	3732.7	15975.92	
10	35423.96	36868.22	3318.25	1959.25	0	0	11	0	14899.5	23030.74	12393.22	1358.8	218.04	1578.51	4311.95	2818.88	2957.47	13243.65	48667.61	
Enero	2580	2708.22	253.22	84.2	0	0	1	0	1161	1718.4	861.6	103.2	18.17	225.69	329.05	215	225.69	1116.8	3696.8	
Febrero	2580	2708.22	253.22	84.2	0	0	1	0	1161	1721.84	858.16	103.2	18.17	225.69	329.05	215	225.69	1116.8	3696.8	
Marzo	2580	2708.22	253.22	84.2	0	0	1	0	1161	1721.84	858.16	103.2	18.17	225.69	329.05	215	225.69	1116.8	3696.8	
Abril	2580	2708.22	253.22	84.2	0	0	1	0	1161	1693.34	886.66	103.2	18.17	225.69	329.05	215	225.69	1116.8	3696.8	
Mayo	2580	2708.22	253.22	84.2	0	0	1	0	1161	1804.82	775.18	103.2	18.17	225.69	329.05	215	225.69	1116.8	3696.8	
Junio	2580	2708.22	253.22	84.2	0	0	1	0	1161	1704.82	875.18	103.2	18.17	225.69	329.05	215	225.69	1116.8	3696.8	
Julio	2580	2692.49	251.75	79.21	0	0	1	0	1161	1698.36	881.64	103.2	18.17	224.37	327.14	215	224.37	1112.25	3692.25	
Agosto	4201.87	4314.36	372.36	247.69	0	0	1	0	1354.5	2284.15	1917.72	154.8	18.17	0	483.87	310.56	331.87	1299.27	5501.14	
Septiembre	3270.21	3382.7	291.95	275.84	0	0	1	0	1354.5	2163.09	1107.12	120.4	18.17	0	379.38	250.83	260.21	1028.99	4299.2	
Octubre	3270.21	3382.7	291.95	275.84	0	0	1	0	1354.5	2163.09	1107.12	120.4	18.17	0	379.38	250.83	260.21	1028.99	4299.2	
Noviembre	3270.21	3382.7	291.95	275.84	0	0	1	0	1354.5	2163.09	1107.12	120.4	18.17	0	379.38	250.83	260.21	1028.99	4299.2	
Diciembre	3351.46	3463.95	298.97	299.63	0	0	0	0	1354.5	2193.9	1157.56	120.4	18.17	0	388.5	250.83	266.46	1044.36	4395.82	
101	10127.8	12371.41	1116.95	45.83	0	0	11	0	3345.75	5218.53	4909.27	305	218.04	569.88	1451.4	916.99	995.49	4456.8	14584.6	
Enero	716.17	829.07	77.52	0	0	0	1	0	261	384.92	331.25	23.2	18.17	69.09	100.73	69.09	69.09	349.37	1065.54	
Febrero	785.49	898.39	84	0	0	0	1	0	261	391.4	394.09	23.2	18.17	74.87	109.15	74.87	74.87	375.13	1160.62	
Marzo	723.78	1778.59	166.3	45.83	0	0	1	0	261	519.53	204.25	23.2	18.17	148.22	216.1	69.72	148.22	623.63	1347.41	
Abril	846.74	959.64	89.73	0	0	0	1	0	261	397.13	449.61	23.2	18.17	79.97	116.6	79.97	79.97	397.88	1244.62	
Mayo	580	692.9	64.79	0	0	0	1	0	261	472.19	107.81	23.2	18.17	57.74	84.19	57.74	57.74	298.78	878.78	
Junio	882.99	995.89	93.12	0	0	0	1	0	261	400.52	482.47	23.2	18.17	82.99	121	82.99	82.99	411.34	1294.33	
Julio	580	684.05	63.96	0	0	0	1	0	261	371.36	208.64	23.2	18.17	57	83.11	57	57	295.48	875.48	
Agosto	1122.24	1226.29	105.84	0	0	0	1	0	303.75	478.79	643.45	34.6	18.17	0	137.53	94.33	94.33	378.96	1501.2	
Septiembre	1180.29	1284.34	110.85	0	0	0	1	0	303.75	468.6	711.69	27	18.17	0	144.04	98.8	98.8	386.81	1567.1	
Octubre	739.92	843.97	72.84	0	0	0	1	0	303.75	430.59	309.33	27	18.17	0	94.65	64.92	64.92	269.66	1009.58	
Noviembre	1121.93	1225.98	105.81	0	0	0	1	0	303.75	463.56	658.37	27	18.17	0	137.5	94.31	94.31	371.29	1493.22	
Diciembre	848.25	952.3	82.19	0	0	0	0	0	303.75	439.94	408.31	27	18.17	0	106.8	73.25	73.25	298.47	1146.72	

C-6
2-11

102	14885.36	17404.15	1571.85	328.32	0	0	11	0	4896	7842.17	7043.19	448	218.04	807.84	2042.55	1299.51	1400.93	6216.87	21102.23
Enero	840	952.9	89.1	7.48	0	0	1	0	378	541.78	298.22	33.6	18.17	79.41	115.78	79.41	79.41	405.78	1245.78
Febrero	840	952.9	89.1	7.48	0	0	1	0	378	541.78	298.22	33.6	18.17	79.41	115.78	79.41	79.41	405.78	1245.78
Marzo	840	2169.99	202.89	145.73	0	0	1	0	378	793.82	46.18	33.6	18.17	180.83	263.65	79.41	180.83	756.49	1596.49
Abril	840	952.9	89.1	0	0	0	1	0	378	534.3	305.7	33.6	18.17	79.41	115.78	79.41	79.41	405.78	1245.78
Mayo	840	952.9	89.1	0	0	0	1	0	378	684.3	155.7	33.6	18.17	79.41	115.78	79.41	79.41	405.78	1245.78
Junio	2342.62	2455.52	229.59	167.63	0	0	1	0	378	842.42	1500.2	33.6	18.17	204.63	298.35	204.63	204.63	964.01	3306.63
Julio	1152.82	1256.87	117.52	0	0	0	1	0	378	562.72	590.1	33.6	18.17	104.74	152.71	104.74	104.74	518.7	1671.52
Agosto	1676.5	1780.55	153.67	0	0	0	1	0	450	709.27	967.23	52.8	18.17	0	199.69	136.97	136.97	544.6	2221.1
Septiembre	1092	1196.05	103.23	0	0	0	1	0	450	633.23	458.77	40	18.17	0	134.14	92	92	376.31	1468.31
Octubre	1293.72	1397.77	120.64	0	0	0	1	0	450	650.64	643.08	40	18.17	0	156.77	107.52	107.52	429.98	1723.7
Noviembre	1420.11	1524.16	131.55	0	0	0	1	0	450	661.55	758.56	40	18.17	0	170.94	117.24	117.24	463.59	1883.7
Diciembre	1707.59	1811.64	156.36	0	0	0	0	0	450	686.36	1021.23	40	18.17	0	203.18	139.36	139.36	540.07	2247.66
103	26808.95	28172.21	2534.59	402.18	0	0	11	0	11220.75	14822.66	11986.29	256.45	218.04	1195.05	3293.61	2100.89	2259	9323.04	36131.99
Enero	1930	2050.73	191.74	134.06	0	0	1	0	868.5	1232.9	697.1	19.3	18.17	170.89	249.16	160.83	170.89	789.24	2719.24
Febrero	1930	2050.73	191.74	134.06	0	0	1	0	868.5	1232.9	697.1	19.3	18.17	170.89	249.16	160.83	170.89	789.24	2719.24
Marzo	1930	2050.73	191.74	134.06	0	0	1	0	868.5	1232.9	697.1	19.3	18.17	170.89	249.16	183.81	170.89	812.22	2742.22
Abril	1930	2050.73	191.74	0	0	0	1	0	868.5	1098.84	831.16	19.3	18.17	170.89	249.16	160.83	170.89	789.24	2719.24
Mayo	1930	2050.73	191.74	0	0	0	1	0	868.5	1248.84	681.16	19.3	18.17	170.89	249.16	160.83	170.89	789.24	2719.24
Junio	1930	2050.73	191.74	0	0	0	1	0	868.5	1098.84	831.16	19.3	18.17	170.89	249.16	160.83	170.89	789.24	2719.24
Julio	1930	2036.48	190.41	0	0	0	1	0	868.5	1099.75	830.25	19.3	18.17	169.71	247.43	160.83	169.71	785.15	2715.15
Agosto	3253.46	3359.94	289.99	0	0	0	1	0	1028.25	1378.14	1875.32	29.95	18.17	0	376.83	190.42	258.46	873.83	4127.29
Septiembre	2484.29	2590.77	223.6	0	0	0	1	0	1028.25	1297.55	1186.74	22.85	18.17	0	290.56	190.42	199.29	721.29	3205.58
Octubre	2484.29	2590.77	223.6	0	0	0	1	0	1028.25	1297.55	1186.74	22.85	18.17	0	290.56	190.42	199.29	721.29	3205.58
Noviembre	2484.29	2590.77	223.6	0	0	0	1	0	1028.25	1297.55	1186.74	22.85	18.17	0	290.56	190.42	199.29	721.29	3205.58
Diciembre	2592.62	2699.1	232.95	0	0	0	0	0	1028.25	1306.9	1285.72	22.85	18.17	0	302.71	190.42	207.62	741.77	3334.39
104	15984.25	18643.7	1732.56	168.47	0	1944.15	11	0	4572	9369.25	6615	419.2	218.04	1430.5033	2251.41	1431.03	1544.18	7294.363334	23278.6133
Enero	1526.28	1639.18	153.26	28.43	0	161.21	1	0	351	756.3	769.98	31.2	18.17	136.6	199.16	136.6	136.6	658.33	2184.61
Febrero	1072.11	1185.01	110.8	0	0	162.14	1	0	351	686.34	385.77	31.2	18.17	98.75	143.98	98.75	98.75	489.6	1561.71
Marzo	1091.8	2562.45	239.59	140.04	0	162.14	1	0	351	955.17	136.63	31.2	18.17	213.54	311.34	100.39	213.54	888.18	1979.98
Abril	1085.3	1198.2	112.03	0	0	162.14	1	0	351	687.57	397.73	31.2	18.17	99.85	145.58	99.85	99.85	494.5	1579.8
Mayo	1156.8	1269.7	118.72	0	0	162.52	1	0	351	694.64	462.16	31.2	18.17	105.81	154.27	105.81	105.81	521.07	1677.87
Junio	1736.97	1849.87	172.96	0	0	162.52	1	0	351	748.88	988.09	31.2	18.17	154.16	224.76	154.16	154.16	736.61	2473.58
Julio	1031.68	1135.73	106.19	0	0	162.52	1	0	351	682.11	349.57	31.2	18.17	94.64	137.99	94.64	94.64	471.28	1502.96
Agosto	1373.67	1477.72	127.54	0	0	162.52	1	0	423	813.86	559.81	50.4	18.17	0	165.73	113.67	113.67	461.64	1835.31
Septiembre	1722.85	1826.9	170.82	0	0	161.85	1	0	423	944.54	778.31	37.6	18.17	152.24167	221.97	152.24	152.24	734.461667	2457.31167
Octubre	1370.6	1474.65	137.88	0	0	161.85	1	0	423	797.93	572.67	37.6	18.17	122.8875	179.17	122.89	122.89	603.6075	1974.2075
Noviembre	1307.93	1411.98	132.02	0	0	161.37	1	0	423	791.59	516.34	37.6	18.17	117.665	171.56	117.67	117.67	580.335	1888.265
Diciembre	1508.26	1612.31	150.75	0	0	161.37	0	0	423	810.32	697.94	37.6	18.17	134.35917	195.9	134.36	134.36	654.749167	2163.00917
105	17232.67	20095.48	1813.87	172.45	0	0	11	0	5748.75	7735.07	9497.6	0	218.04	920.78	2357.06	1486.54	1616.63	6599.05	23831.72
Enero	1138.13	1251.03	116.97	0	0	0	1	0	450	566.97	571.16	0	18.17	104.25	152	104.25	104.25	482.92	1621.05
Febrero	1370.97	1483.87	138.74	6.18	0	0	1	0	450	594.92	776.05	0	18.17	123.66	180.29	123.66	123.66	569.44	1940.41
Marzo	1219.53	2893.54	270.55	166.27	0	0	1	0	450	886.82	332.71	0	18.17	241.13	351.57	111.04	241.13	963.04	2182.57
Abril	1000	1112.9	104.06	0	0	0	1	0	450	554.06	445.94	0	18.17	92.74	135.22	92.74	92.74	431.61	1431.61
Mayo	1000	1112.9	104.06	0	0	0	1	0	450	554.06	445.94	0	18.17	92.74	135.22	92.74	92.74	431.61	1431.61
Junio	1758.6	1871.5	174.99	0	0	0	1	0	450	624.99	1133.61	0	18.17	155.96	227.39	155.96	155.96	713.44	2472.04
Julio	1219.53	1323.58	123.75	0	0	0	1	0	450	573.75	645.78	0	18.17	110.3	160.81	110.3	110.3	509.88	1729.41
Agosto	2145.13	2249.18	194.12	0	0	0	1	0	519.75	713.87	1431.26	0	18.17	0	252.25	173.01	173.01	616.44	2761.57
Septiembre	1259.92	1363.97	117.72	0	0	0	1	0	519.75	637.47	622.45	0	18.17	0	152.97	104.92	104.92	380.98	1640.9
Octubre	1649.31	1753.36	151.33	0	0	0	1	0	519.75	671.08	978.23	0	18.17	0	196.65	134.87	134.87	484.56	2133.87
Noviembre	1743.15	1847.2	159.43	0	0	0	1	0	519.75	679.18	1063.97	0	18.17	0	207.17	142.09	142.09	509.52	2252.67
Diciembre	1728.4	1832.45	158.15	0	0	0	0	0	519.75	677.9	1050.5	0	18.17	0	205.52	140.96	140.96	505.61	2234.01

CONTRATO DE TRABAJO

De una parte la compañía PETROLERA ECUADOR. en su calidad de Operador del Consorcio y debidamente autorizado y en adelante se denominará simplemente, "la Empleadora", representado por el señor Jhonatan Swenson, en su calidad de Apoderado General y Representante Legal de la misma; y de otra parte, la señorita Dina María Alvear Rosal , con cédula de identidad número 1706050201, a quien en adelante se denominará simplemente "La Empleada", convienen en celebrar como en efecto celebran, el presente Contrato de Trabajo de conformidad con las estipulaciones y declaraciones contenidas por las siguientes cláusulas;

PRIMERA: ANTECEDENTES.-

El Consorcio conformado por la compañía PETROLERA ECUADOR, que suscribió con CEPE el 16 de Junio de 1988, un contrato para la presentación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en la Región Amazónica Ecuatoriana.

SEGUNDA: CLASE DE TRABAJO.-

La Empleada se obliga a prestar sus servicios a la Empleadora en tareas de Asistente de Contabilidad, función que la desempeñará fiel y diligentemente, de conformidad con los reglamentos e instrucciones verbales o escritas de la Empleadora.

TERCERA: MANERA DE EJECUTARSE EL TRABAJO.

La Empleada prestará sus servicios a la Empleadora por el lapso de ocho horas diarias de lunes a viernes, dentro del horario que fije lo Empleadora. La Empleada se obliga a no atender, durante las horas de trabajo asuntos u ocupaciones distintos de los inherentes o su cargo y de los que le haya encomendado lo Empleadora. Lo Empleada se obligo expresamente a prestar sus servicios a la Empleadora en horas que excedan la jornada pactada, cuando así lo solicitare la Empleadora por lo que el trabajo adicional será pagado con los recargos de Ley.

CUARTA: LUGAR EN QUE SE EJECUTARÁ EL TRABAJO.-

El trabajo contratado será prestado por la Empleada en la ciudad de Quito en las oficinas de lo Compañía, o en el lugar que le indique la Empleadora, sin que tal cambio implique despido intempestivo ni cambio de ocupación.

QUINTA: REMUNERACIÓN Y BENEFICIOS SOCIALES.-

La Empleadora se obliga a pagar a la Empleada por los servicios que él se obliga a prestarle, la suma mensual de diez Mil ochocientos ochenta dólares (S/. 10.880,00), cantidad que le será pagada al fin de cada mes o en cuotas semanales o quincenales a criterio de la Empleadora. Además pagará a la Empleada, las remuneraciones adicionales y beneficios sociales que tenga derecho el Empleado según la Ley.

SEXTA: PLAZO DE VIGENCIA

El presente contrato se entenderá de prueba por el lapso de tres meses contados desde la fecha en que la Empleado Inicie la prestación de sus servicios y la Empleadora. Si vencidos los tres primeros meses, ninguno hubiere manifestado su deseo de dar por terminado lo relación laboral, lo vigencia del contrato se prorrogará hasta completar un año, o contarse desde la fecha que se haya iniciado la relación laboral. Por lo tanto este contrato una vez concluido el período de prueba, se entenderá de plazo fijo.

No obstante lo indicado en el párrafo anterior, y en consideración a que la Empleadora ha contratado a la Empleado para dar cumplimiento al contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, este contrato terminará antes de vencimiento del plazo, el contrato de prestación de servicios con CEPE antes indicado se da por terminado.

En caso de suspensión de los servicios de exploración y explotación de hidrocarburos bajo el contrato suscrito con CEPE, también habrá lugar a dar por terminado este contrato de trabajo. Sin embargo, de reanudarse la prestación de servicios, la Empleado tendrá preferencia para ser contratada.

Informar a su inmediato superior sobre cualquier hecho o circunstancia que, en virtud de lo posición que tiene lo Empleado pudiere influenciar en lo Empresa o en sus representantes a adoptar decisiones que beneficien a terceras personas relacionadas con la Empleado.

DECIMA: NORMAS SUPLETORIAS Y JURISDICCIÓN.-

Para cuanto no se haya estipulado expresamente a este contrato, las partes se someten a las normas contenidos en el Código del Trabajo y demás disposiciones legales pertinentes y para cualquier controversia se someten a las leyes, juzgados y tribunales de lo ciudad de Quito, lugar en donde tienen su domicilio.

Los partes se ratifican en las declaraciones y estipulaciones contenidos en los cláusulas precedentes, en fe de lo cual, en unión del señor Juez de Trabajo, suscriben el presente contrato en tres (3) ejemplares de un mismo tenor y valor, en la ciudad de Quito.

LA EMPLEADORA

EL EMPLEADOR

Quito, 15 de Agosto del 2009

Estimado/a
Dina María Alvear Rosal
NEGOCIOS
Presente.-

Estimada Gerente:

Es muy grato comunicarle, que siguiendo las políticas de la Compañía, hemos procedido a incremental- su salario base mensual a US \$ 11.220,00, el mismo que será retroactiva desde el 1ro. de Junio del 2009. Para este incremento salarial, se ha tornado en cuenta la evaluación anual, su posición dentro del departamento al cual pertenece y datos del mercado local.

Para nuestra organización es valioso el aporte que nos puede brindar con su esfuerzo diario; es por ello, que queremos comprometerle a seguir adelante, demostrando responsabilidad, entusiasmo y actitud positiva hacia la consecución de las metas y objetivos organizacionales.

Atentamente,

Coordinador de Recursos Humanos

INSTITUTO ECUATORIANO DE SEGURIDAD SOCIAL		MARZO 17 DEL 2010 03:34		Banco de la Previsión Social		
CONSOLIDADO PLANILLAS DE APOORTE Resumen consolidado de planillas de aportes (normales, ajustes y extras)						
Cédula (Actualizada) del empleado:		Período (año mes):	2009-06	Relación de Trabajo:	Todas	
Enviar						
Nro. de Registros: 353 (este dato no equivale a número de Impostaciones)						
#	Período	Número de Cédula	Das A.p.	Sueldo Ajs.	Aporte	IBS SBCAP
1	200906	1600238370	30	672.9	137.95	6.72
1	200906	701609497	30	1.550.65	317.89	15.5
1	200906	1708585409	30	990.96	203.14	9.9
1	200906	1710124759	30	912.9	187.15	9.12
1	200906	1600171499	14	281.49	57.71	2.82
1	200906	500608959	30	2.708.22	555.19	27.08
1	200906	1712870342	30	957.75	196.34	9.58
1	200906	1716018146	30	830.16	170.18	8.3
1	200906	1712450103	30	1.696.70	347.82	16.96
1	200906	1802011153	30	935.07	198.69	9.35
1	200906	1713693266	30	1.027.90	210.72	10.28
1	200906	5016583606	30	550.63	112.99	5.5
1	200906	1715870691	30	547.5	112.24	5.48
1	200906	1001707719	30	762.9	156.39	7.62
1	200906	1600392526	30	626.51	128.44	6.26
1	200906	602630709	30	1.780.96	366.1	17.8
1	200906	501654453	30	1.061.96	221.78	10.62
2	200906	1711767051	29	957.71	196.33	9.9
1	200906	1710974286	30	1.825.24	394.67	18.25
1	200906	1709024614	30	1.022.05	209.52	10.22
1	200906	1600215204	14	281.49	57.71	2.82
1	200906	1600619017	14	281.49	57.71	2.82
1	200906	400743689	30	2.211.93	453.45	22.12
1	200906	1802362671	30	1.662.21	340.76	16.62
1	200906	1600483969	2	184.96	37.94	1.84
1	200906	1710336775	30	2.394.65	490.9	23.94
1	200906	1704921336	30	2.395.35	491.05	23.96
1	200906	1600461121	30	826.92	169.52	8.26
1	200906	501950688	30	362.9	74.39	3.62
1	200906	103135273	30	917.35	188.05	9.18
1	200906	1709716229	30	607.05	124.45	6.08
1	200906	501312847	30	995.89	204.16	9.95
1	200906	1704700653	30	2.649.65	543.15	26.5
1	200906	502451443	30	832.1	170.55	8.32
1	200906	1600236507	30	832.45	170.65	8.32
1	200906	1600216567	30	2.302.72	472.05	23.02
1	200906	1600648666	30	1.063.17	217.95	10.64
1	200906	916209406	30	300	61.5	3
1	200906	400769341	30	937.75	192.24	9.38
1	200906	1701400739	30	460	94.3	4.6
1	200906	1600261274	30	612.9	126.65	6.12
1	200906	1707769789	30	1.650.09	338.27	16.5
1	200906	1706822794	30	852.9	174.55	8.52
1	200906	1704151560	30	4.699.47	963.39	47
1	200906	1600193323	30	626.51	128.44	6.26
1	200906	1704232154	30	10.149.75	2.080.70	101.5
1	200906	601185879	30	2.306.05	472.74	23.06
1	200906	1704838211	30	591.93	121.35	5.92

ORIGINAL

MINISTERIO DE TRABAJO Y EMPLEO
INFORMACION INDIVIDUAL SOBRE EL PAGO DEL 1% DE UTILIDADES

N	NOMBRES	OCCUPACION	SEXO		TIPO TRABAJO	SUBCULTIVO O CARGO		TOTAL	1%	FONDO O BUELA SOCIAL DEL TRABAJADOR
			U	M		U	M			
1	Dina María Alvear Rosal	Business			365		64728.39	64728.39		
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										

UNIVERSIDAD TECNICA EN
CIENCIAS Y MATERIA CASAPAZA
2014

PETROLERA ECUADOR

DETALLE DE PAGOS

Fecha: 15-Apr-2010 16:23
Página 1 de 1

RUBRO DE INGRESO	VALOR ENTRADA	VALOR	RUBRO DE DEDUCCION	VALOR ENTRADA	VALOR	VALOR SOBREGIRADO
UTILIDADES EMPLEADOS 01-Jan-2008 31-Dec-2008						
LOCALIDAD	SHELL		GRUPO DE PAGO EMPLEADOS			
DEPARTAMENTO	COMMUNITY RELATIONS					
UTILIDADES 5%	1.0	13,763.51				
UTILIDADES 10%	366.0	64,728.39				
TOTAL POR EMPLEADO		78,491.90				
			IMPUESTO A LA RENTA (UTIL)		23,375.19	
					23,375.19	
			A RECIBIR		55,116.71	
UTILIDADES EMPLEADOS 01-Jan-2008 31-Dec-2008						
LOCALIDAD	CPF		GRUPO DE PAGO EMPLEADOS			
DEPARTAMENTO	OPERATION					
UTILIDADES 5%	2.0	27,527.02				
UTILIDADES 10%	366.0	64,728.39				
TOTAL POR EMPLEADO		92,255.41				
			IMPUESTO A LA RENTA (UTIL)		32,289.38	
					32,289.38	
			A RECIBIR		59,966.03	
UTILIDADES EMPLEADOS 01-Jan-2008 31-Dec-2008						
LOCALIDAD	MATRIZ		GRUPO DE PAGO EMPLEADOS			
DEPARTAMENTO	BUSINESS					
UTILIDADES 10%	366.0	64,728.39				
TOTAL POR EMPLEADO		64,728.39				
			IMPUESTO A LA RENTA (UTIL)		22,654.89	
					22,654.89	
			A RECIBIR		42,073.50	
TOTAL GENERAL		235,475.70			78,319.46	
					157,156.24	

FORMULARIO 107		COMPROBANTE DE RETENCIONES EN LA FUENTE DEL IMPUESTO A LA RENTA POR INGRESOS DEL TRABAJO EN RELACIÓN DE DEPENDENCIA				Nro. 69			
RESOLUCION Nro NAC-DGER2008-1520		EJERCICIO FISCAL	102	2009	FECHA DE ENTREGA	103	AÑO	MES	DÍA
							2010	01	31
100 Identificación del Empleador (Agente de Retención)									
105	RUC	106	RAZON SOCIAL, DENOMINACION O APELLIDOS Y NOMBRES COMPLETOS						
200 Identificación del empleado contribuyente									
201	CEDULA O PASAPORTE	202	APELLIDOS Y NOMBRES COMPLETOS						
Liquidación del Impuesto									
	SUELDOS Y SALARIOS	301	+						155,098.77
	SOBRESUELDOS, COMISIONES, BONOS Y OTRAS REMUNERACIONES GRAVADAS	303	+						0.00
	DECIMO TERCER SUELDO (Informativo)	305							12,846.90
	DECIMO CUARTO SUELDO (Informativo)	307							218.00
	FONDO DE RESERVA (Informativo)	309							11,306.54
	PARTICIPACIÓN UTILIDADES	311	+						64,728.39
	DESAHUCIO Y OTRAS REMUNERACIONES QUE NO CONSTITUYEN RENTA GRAVADA (Informativo)	313							0.00
	(-) APOORTE PERSONAL IESS (únicamente pagado por el empleado)	315	-						14,501.77
	(-) DEDUCCIÓN GASTOS PERSONALES - VIVIENDA	317	-						0.00
	(-) DEDUCCIÓN GASTOS PERSONALES - SALUD	319	-						0.00
	(-) DEDUCCIÓN GASTOS PERSONALES - EDUCACIÓN	321	-						11,141.00
	(-) DEDUCCIÓN GASTOS PERSONALES - ALIMENTACIÓN	323	-						0.00
	(-) DEDUCCIÓN GASTOS PERSONALES - VESTIMENTA	325	-						0.00
	(-) REBAJA POR DISCAPACIDAD	327	-						0.00
	(-) REBAJA POR TERCERA EDAD	329	-						0.00
	IMPUESTO A LA RENTA ASUMIDO POR ESTE EMPLEADOR	331	+						0.00
	SUBTOTAL ESTE EMPLEADOR (301+303+311-315-317-319-321-323-325-327-329+331)	351	=						194,184.39
	NÚMERO DE MESES TRABAJADOS CON ESTE EMPLEADOR	353							12
Consolidación de Ingresos									
Cuando un contribuyente trabaje con DOS O MAS empleadores en el mismo periodo fiscal, el último empleador o con el que perciba mayores ingresos consolidará la información considerando los ingresos gravados y deducciones con todos los empleadores, para la correcta liquidación de la retención en la fuente de Impuesto a la Renta del Trabajo en Relación de Dependencia. Llenar en el caso de que el trabajador, en el mismo periodo fiscal, haya reiniciado su actividad con otro empleador(El trabajador deberá entregar el comprobante de retención a su nuevo empleador para que efectúe el cálculo de las retenciones a realizarse en lo que resta del año).									
	INGRESOS GRAVADOS GENERADOS CON OTROS EMPLEADORES	401	+						0.00
	(-) DEDUCCIÓN GASTOS PERSONALES CONSIDERADAS POR OTROS EMPLEADORES	403	-						0.00
	(-) OTRAS REBAJAS CONSIDERADAS POR OTROS EMPLEADORES	405	-						0.00
	BASE IMPONIBLE TOTAL ANUAL (351+401-403-405)	407	=						194,184.39
	IMPUESTO A LA RENTA CAUSADO	409	=						54,495.54
	VALOR DEL IMPUESTO RETENIDO POR ESTE EMPLEADOR	411	=						54,495.54
	VALOR DEL IMPUESTO RETENIDO POR EMPLEADORES ANTERIORES DURANTE EL PERÍODO	413	=						0.00
DECLARO QUE LOS DATOS PROPORCIONADOS EN ESTE DOCUMENTO SON EXACTOS Y VERDADEROS, POR LO QUE ASUMO LA RESPONSABILIDAD LEGAL QUE DE ELLA SE DERIVEN (Art. 101 de la L.O.R.T.I.)									
FIRMA DEL AGENTE DE RETENCION			FIRMA DEL EMPLEADO CONTRIBUYENTE			FIRMA DEL CONTADOR			

PETROLERA ECUADOR

IMPUESTO A LA RENTA AÑO 2009

Fracción Básica	Exceso Hasta	Impuesto Fracción Básica	Impuesto Fracción Excedente
0,00	8.570,00	--	0%
8.570,00	10.910,00	--	5%
10.910,00	13.640,00	117,00	10%
13.640,00	16.370,00	390,00	12%
16.370,00	32.740,00	718,00	15%
32.740,00	49.110,00	3.173,00	20%
49.110,00	65.480,00	6.447,00	25%
65.480,00	87.300,00	10.540,00	30%
87.300,00	En adelante	17.086,00	35%

Dina María Alvear (Formulario 107)	
o	
Sueldos y Salarios	155,098.77
Sobresueldo	-
Decimo Tercer Sueldo	12,846.90
Decimo Cuarto Sueldo	218.00
Fondos de Reserva	11,306.54
Participación de utilidades	64,728.39
Desahucio y Otras Remuneraciones que no Constituyen Renta Gravada	-
(-) Aportes Al IESS	14,501.79
(-) Dedución gastos Personales Vivienda	-
(-) Dedución gastos Personales Salud	-
(-) Dedución gastos Personales Educación	11,141.00
(-) Dedución gastos Personales Alimentación	-
(-) Dedución gastos Personales Vestimenta	-
(-) Rebaja por Discapacidad	-
(-) Rebaja por Tercera Edad	-
Impuesto a la Renta asumido por este empleador	-
Base Imponible	194,184.37
Impuesto a la Renta causado	54,495.53
Retenciones Mensuales Impuesto a la Renta	
Enero	1,843.64
Febrero	1,843.63
Marzo	1,843.64
Abril	24,498.52
Mayo	1,843.01
Junio	1,843.01
Julio	1,840.78
Agosto	2,209.09
Septiembre	2,270.62
Octubre	4,287.69
Noviembre	5,074.05
Diciembre	5,097.85
Total	54,495.53

BASE LEGAL IMPUESTO RENTA

Es el impuesto que se debe cancelar el empleado sobre todos los ingresos o rentas producto de las actividades personales, comerciales, en general actividades económicas aún sobre los ingresos gratuitos percibidos durante el año

BASE LEGAL

LEY DE REGIMEN TRIBUTARIO INTERNO

CAPITULO V - BASE IMPONIBLE

Art. 17.- Base imponible de los ingresos del trabajo en relación de dependencia.-La base imponible de los ingresos del trabajo en relación de dependencia está constituida por el ingreso ordinario o extraordinario que se encuentre sometido al impuesto, menos el valor de los aportes personales al IESS, excepto cuando éstos sean pagados por el empleador, sin que pueda disminuirse con rebaja o deducción alguna; en el caso de los miembros de la Fuerza Pública se reducirán los aportes personales a las cajas Militar o Policial, para fines de retiro o cesantía

CAPÍTULO VIII

TARIFAS

Art. 36.- Tarifa del impuesto a la renta de personas naturales y sucesiones indivisas: a) (Sustituido por el Art. 88 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29-XII-2007; y, reformado por el Art. 6 de la Ley s/n, R.O. 392-2S, 30-VII-2008).-Para liquidar el impuesto a la renta de las personas naturales y de las sucesiones indivisas.

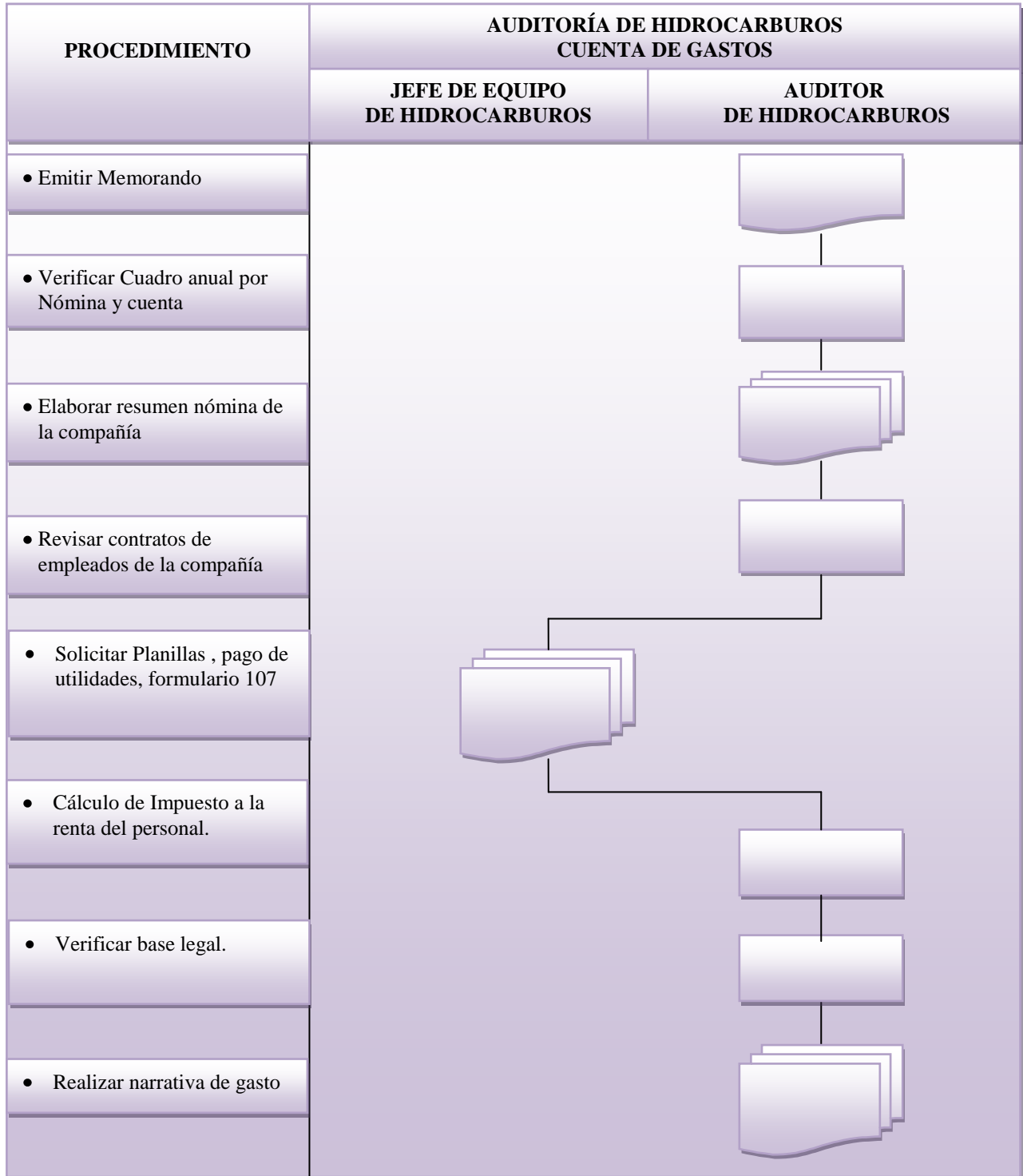
REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY ORGÁNICA DE RÉGIMEN TRIBUTARIO INTERNO Capítulo IV

DEPURACIÓN DE LOS INGRESOS

Art. 31.- Gastos personales.- Las personas naturales podrán deducirse sus gastos personales, sin IVA ni ICE, así como los de su cónyuge o conviviente e hijos menores de edad o con discapacidad, que no perciban ingresos gravados y que dependan del contribuyente.

FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTOS DE GASTOS

FIGURA 12



**PETROLERA ECUADOR
ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCION/NARRATIVA DE GASTOS
ADMINISTRATIVOS FASE DE OPERACIONES DEL
1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009**

NATURALEZA:

Los Costos y Gastos de Producción, por su naturaleza reflejan saldo deudor y están formando parte del Estado de Costos, al 31 de diciembre del 2009 presenta un saldo de US. \$ 63.458.968,06. Estos valores están conformados por los siguientes rubros:

RUBRO	DESCRIPCION	VALOR
C.1	GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES	5.284.818,07
C.2	GASTOS DE OPERACIÓN	40.784.547,20
C.3	OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE	17.389.602,79
	TOTAL COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCION	63.458.968,06

ALCANCE DEL EXAMEN

El análisis practicado a las diferentes cuentas correspondió al período comprendido desde el 1 de enero al 31 de diciembre del 2009, para lo cual fue necesario la aplicación de las Normas Ecuatorianas de Auditoria, en el análisis se verificó el cumplimiento de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, Ley de Hidrocarburos, Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de Aplicación, Contratos, Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios, Leyes y Reglamentos Aplicables en las actividades Hidrocarburíferas.

A continuación se detallan los Subrubros de C.1.1 Gastos Administrativos de la Fase de Operaciones:

RUBRO	DESCRIPCION	VALOR
C.1.1	GASTOS GENERALES IDENTIFICADOS CON EL FUNCIONAMIENTO ADMINISTRATIVO DE LA OFICINA EN ECUADOR, RELACIONADOS DIRECTAMENTE CON EL CONTRATO TALES COMO LUZ, AGUA, TELEFONO, FAX, TELEX, ARRIENDO DE OFICINA Y DE OTRAS FACILIDADES, MATERIALES Y SUMINISTROS DE OFICINA, VIGILANCIA, FLETES Y FRANQUEOS, GASTOS DE MANTENIMIENTO DE OFICINA Y VEHICULOS.	1.287.022,96
C.1.2	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL GERENTE GENERAL, GERENTE FINANCIERO Y GERENTE ADMINISTRATIVO Y DEL PERSONAL QUE CORRESPONDAN A ESTAS ACTIVIDADES	2.150.157,14
C.1.3	CONTRIBUCIONES PARA LA SUPERINTENDENCIA DE COMPAÑIAS	883.113,79
C.1.4	PRIMAS DE SEGUROS DEVENGADOS SOBRE BIENES, EQUIPOS Y PERSONAL CONSIDERADO EN C.1.2	38.374,3
C.1.5	MOVILIZACION DEL PERSONAL DETERMINADO EN C.1.2	66.225,52
C.1.6	SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS CORRESPONDIENTES A LOS CENTROS DE COSTOS ADMINISTRATIVOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS	541.141,77
C.1.8	GASTOS Y HONORARIOS LEGALES Y DE AUDITORIA	318.782,59
	SUBTOTAL GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES	5.284.818,07

C.1.1 GASTOS GENERALES IDENTIFICADOS CON EL FUNCIONAMIENTO ADMINISTRATIVO DE LA OFICINA EN ECUADOR RELACIONADOS DIRECTAMENTE CON EL CONTRATO \$ 1.287.022.96

El rubro está constituido por varios subrubros, de los cuales se ha seleccionado para fines de análisis varias cuentas cuyos movimientos son los más representativos, a continuación consta el detalle de las mismas:

C.1.2.b NACIONALES, FINANZAS, DMINISTRACION, RECURSOSS, HUMANOS COMPRAS CONTRATOS, ANALISIS CUENTAS SUELDOS

CUENTA 605000 SALARIES NATIONALS
CUENTA 605010 SENIOR STAFF, LOCAL SALARY
CUENTA 605020 JUNIOR STAFF, LOCAL SALARY
CUENTA 605600 MANAGERS, SOCIAL CONTRIBUTION
CUENTA 605610 SENIOR STAFF, SOCIAL CONTRIBUTION
CUENTAS 60500/605620 JUNIOR, STAFF, SOCIAL CONTRIBUTION

El monto total asignado a sueldos en costos para el 31 de diciembre del 2009 asciende a US\$ 7.112.934,64, para fines de análisis se procedió a realizar agrupación a nivel de rubro y cuenta, del cual se obtuvo el valor de \$ 6.522.890,20, que se refiere a roles de pago mensuales del personal nacional a nivel de staff, senior, junior y corresponde al 92%; la diferencia se refiere a liquidaciones de personal que se retiró de la compañía y otros beneficios; la distribución se realiza en los siguientes rubros y cuentas:

Rótulos de fila	605000	605010	605020	605600	605610	605620	Total general
C.1.2-b	154.044,43	299.785,00	351.088,78	61.393,50	128.451,46	148.699,00	1.143.462,17
C.3.1-b	228.099,84	1.286.602,22	1.397.659,81	90.379,85	567.395,66	610.404,23	4.180.541,61
C.3.5.1-a	51.290,00	129.446,69	110.844,97	21.767,56	52.768,93	45.056,21	411.174,36
C.3.7-a	47.720,00	294.483,02	6.770,00	20.359,65	129.133,70	3.084,79	501.551,16
C.3.8-a	57.352,62	66.838,21	80.840,26	22.480,35	25.250,86	33.398,60	286.160,90
Total general	538.506,89	2.077.155,14	1.947.203,82	216.380,91	903.000,61	840.642,83	6.522.890,20

Los valores registrados corresponden principalmente a las remuneraciones pagadas al personal administrativo y de campo. Se consolidó la información en cuadros que permitan establecer los valores correspondientes a cada mes por concepto de sueldos, bonos, aportes personales y patronales al IESS, retenciones de impuesto a la renta y provisiones realizadas por décimos tercero, cuarto sueldos, fondo de reserva, contribuciones al IECE, etc., en donde se observó que la compañía acató lo estipulado en el Código Laboral, Ley de hidrocarburos y la ley de Régimen Tributario Interno.

En el análisis realizado a las cuentas de sueldos y beneficios del personal, se observó que la compañía no procedió a la contratación de personal discapacitado conforme lo dispone la Ley Reformatoria al Código del Trabajo, publicada en el Registro Oficial No. 198, de 30 de Enero del 2006, el cual en su Artículo 1 señala: Reformase el Art. 42 de la siguiente manera: “33.- El empleador público o privado, que cuente con un número mínimo de veinticinco trabajadores, está obligado a contratar, al menos, a una persona con discapacidad, en labores permanentes que se consideren apropiadas en relación con sus conocimientos, condición física y aptitudes individuales, observándose los principios de equidad de género y diversidad de discapacidad, en el primer año de vigencia de esta Ley, contado desde la fecha de su publicación en el Registro Oficial. En el segundo año, la contratación será del 1% del total de los trabajadores, en el tercer año el 2%, en el cuarto año el 3% hasta llegar al quinto año en donde la contratación será del 4% del total de los trabajadores, siendo ese el porcentaje fijo que se aplicará en los sucesivos años, el contrato laboral deberá ser escrito e inscrito en la Inspección del Trabajo correspondiente, que mantendrá un registro específico para el caso. La persona con discapacidad impedida para suscribir un contrato de trabajo, lo realizará por medio de su representante legal o tutor. Tal condición se demostrará con el carné expedido por el Consejo Nacional de Discapacidades (CONADIS).

El empleador que incumpla con lo dispuesto en este numeral, será sancionado con una multa mensual equivalente a diez remuneraciones básicas mínimas unificadas del trabajador en general; y, en el caso de las empresas y entidades del Estado, la respectiva autoridad nominadora, será sancionada administrativa y pecuniariamente con un sueldo básico; multa y sanción que serán impuestas por el Director General del Trabajo, hasta que cumpla la obligación, la misma que ingresará en un cincuenta por ciento a las cuentas del Ministerio de Trabajo y Empleo y será destinada a fortalecer los sistemas de supervisión y control de dicho portafolio a través de su Unidad de Discapacidades; y, el otro cincuenta por ciento al Consejo Nacional de Discapacidades (CONADIS) para dar cumplimiento a los fines específicos previstos en la Ley de Discapacidades.”

En el análisis realizado por auditoría se determinó que a Diciembre del 2009 la compañía mantenía una nómina de 321 personas, razón por la cual la compañía debía proceder a la contratación de 9 personas discapacitadas las cuales corresponden al 3% estipulado en la ley y la compañía tan solo ha contratado a seis personas con discapacidad.

CONCLUSIÓN

Una vez analizada esta cuenta se determinó que la compañía ha incumplido lo estipulado por la ley en relación a la contratación del personal discapacitado.

RECOMENDACIÓN

Es necesario que los organismos estatales competentes impongan las multas correspondientes, por el incumplimiento realizado por la compañía a lo dispuesto a la ley reformatoria al Código de Trabajo. Además es conveniente que en lo posterior la compañía proceda a la contratación de personal discapacitado conforme los porcentajes establecidos en la ley, con el fin de evitar multas en un futuro.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS							
Procesos / Área / Cuenta :Costos Servicio de guardiana							
Período ejecución: 01-01-2009/31-12-2009							
Preparado por: AUDITORES							
Revisado por: COORDINADORA DE HIDROCARBUROS							
OBJETIVOS							
1	Identificar los procedimientos de la cuenta de costos de la empresa petrolera privada Petroleos Ecuador						
2	Procedimientos para el análisis y verificación de la cuenta de costos						
3	Elaboración de papeles de trabajo y hallazgos de la cuenta de costos						
No.	Procedimientos	REF. P/T	tiempo real	preparado por:	FECHA	HALLAZG	OBSERVACIONES
1	Elaborar un memo solicitando los Estados de Costos y Gastos de la empresa petrolera privada	D2 1 de 1	1 día	JEFE DE HIDROCAR	19/03/2010		
2	Elaborar sumarias del Rubro de la fase de operaciones mediante el analisis de materialidad de la cuenta de Servicios de seguridad según el estado de Costos y gastos	D3 1 de 2	2 días	JEFE DE HIDROCAR	23/03/2010		
3	Elaborar Analitica del rubro Servicios de seguridad de la Empresa Petrolera Ecuador	D4 1 de 1	1 día	Pablo Suárez Auditor	24/03/2010		
4	Analizar el contrato de la empresa de guardiana con la Empresa Petrolera Ecuador	D5 1 de 3	1 día	Pablo Suárez Auditor	25/03/2010		
5	El Comité de la administración realiza las autorizaciones para realizar el concurso de precios para las subcontrataciones: Quito, Shell, Baeza y Sarayacu	D6 1 de 3	2 día	Pablo Suárez Auditor	29/03/2010		
6	Verificar Ordenes de servicio a Instalaciones Militares	D7 1 de 1	2 día	Pablo Suárez Auditor	31/03/2010		
7	Verificar Actas de recepción del sistema de aire acondicionado en Instalaciones militares	D8 1 de 1	2 día	Pablo Suárez Auditor	02/04/2010		
8	Analizar las contribuciones por uso del agua y contribución a la Superintendencia de Compañías	D9 1-3 de 8	1 día	Pablo Suárez Auditor	05/04/2010		
8.1	Base Legal para el cobro de contribuciones por uso del agua y contribución a la Superintendencia de Compañías	D9 4-5 de 8	1 día	Pablo Suárez Auditor	06/04/2010		
9	Analizar las cuentas de activo y pasivo en el Impuesto a la renta para la verificación del pago del impuesto municipal	D9 6-7 de 2	1 día	Pablo Suárez Auditor	07/04/2010		
10	Analizar la cuentas de propiedad planta y equipo para el cálculo del impuesto municipal.	D9 8 de 8	1 día	Pablo Suárez Auditor	08/04/2010		
11	Flujograma de procedimientos cuenta costos	D10 1 de 1	1 día	Pablo Suárez Auditor	09/04/2010		
12	Realizar Narrativas de la cuenta de costos.	D11 1 de 3	1 día	Pablo Suárez Auditor	12/04/2010		

MEMORANDO No.

PARA : EQUIPO DE AUDITORÍA DE HIDROCARBUROS
DE : JEFE DE EQUIPO
ASUNTO: ENTREGA DEL ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE LA
EMPRESA PETROLERA PRIVADA DEL AÑO 2009

FECHA:

Adjunto al presente, sírvase encontrar el Estado de Costo y Gastos de la Compañía Petrolera Ecuador del año 2009

- Estados de Resultados del año 2009.
- Estado de costos y Gastos del año 2009

Atentamente,

JEFE DE EQUIPO

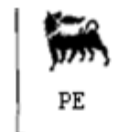
EMPRESA PETROLERA ECUADOR						
SUMARIA DEL RUBRO DE COSTOS C.3 OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE						
AÑO 2009						
(Expresado en dólares)						
RUBRO	CUENTA	DETALLE	VALOR	GTOS NO REEM.	AJUSTES Y/O RECLAS.	SALDO AJUSTADO
C.3.1		SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TECNICO DE DIRECCION, SUPERVISION, APOYO Y OPERATIVO EN ESTA ACTIVIDAD				
C.3.1-a	601091	SUELDOS PERSONAL SENIOR	800,310.13			800,310.13
C.3.1-b	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	228,099.84			228,099.84
C.3.1-b	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	1,320,131.12			1,320,131.12
C.3.1-b	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	1,541,508.45			1,541,508.45
C.3.1-b	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	95,347.70			95,347.70
C.3.1-b	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	658,681.03			658,681.03
C.3.1-b	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	806,544.17			806,544.17
C.3.1-b	606510	PROVISION JUBILACION PATRONAL LOCAL	258,225.00			258,225.00
C.3.1-b	627999	OTROS SERVICIOS	4,451.90			4,451.90
C.3.1-c	630000	GASTOS DE VIAJE EXPATRIADOS	40,544.37			40,544.37
C.3.1-c	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	326,136.51			326,136.51
		SUBTOTAL C.3.1	6,079,980.22	-	-	6,079,980.22
C.3.2		CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES				
C.3.2.a	691200	Contribucion por uso de Aguas y Materiales	60,000.00	(60,000.00)		-
		SUBTOTAL C.3.2	60,000.00	(60,000.00)	-	-
C.3.4		PROGRAMA DE CAPACITACION				
C.3.4-a	630200	ENTRENAMIENTO EXPATRIADOS	655.20			655.20
C.3.4-a	630201	ENTRENAMIENTO O EMPLEADOS LOCALES	230,072.77			230,072.77
		SUBTOTAL C.3.4	230,727.97	-	-	230,727.97
C.3.5.1		SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TECNICO DE DIRECCION, SUPERVISION, APOYO Y OPERATIVO A ESTA ACTIVIDAD				
C.3.5.1-a	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	51,290.00			51,290.00
C.3.5.1-a	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	129,446.69			129,446.69
C.3.5.1-a	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	111,034.77			111,034.77
C.3.5.1-a	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	23,455.06			23,455.06
C.3.5.1-a	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	57,713.88			57,713.88
C.3.5.1-a	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	56,190.11			56,190.11
C.3.5.1-a	611041	SUMINISTROS DE OFICINA	3,689.15			3,689.15
C.3.5.1-a	611091	COMPRAS REPUESTOS Y SUMINISTROS VEHICULOS	6,786.63			6,786.63
C.3.5.1-a	622002	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA MECANICO	3,744.10			3,744.10
C.3.5.1-a	624025	TRANSPORTE TERRESTRE	5,057.14			5,057.14
C.3.5.1-a	627028	TELECOMUNICACIONES	9,117.23			9,117.23
C.3.5.1-a	627305	SERVICIOS POSTALES	46.26			46.26
C.3.5.1-a	627316	TRADUCCIONES, FOTOCOPIAS, FILMS ACTIVIDADES	2,838.53			2,838.53
C.3.5.1-a	627999	OTROS SERVICIOS	5,164.70			5,164.70
C.3.5.1-a	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	38,600.62			38,600.62
C.3.5.1-a	633000	DISTRIBUCION DE GASTOS GENERALES	104,824.23			104,824.23
C.3.5.1-a	635122	ALQUILERES	1,814.40			1,814.40
C.3.5.1-a	635220	ALQUILER DE MAQUINAS	1,455.93			1,455.93
		SUBTOTAL C.3.5.1	612,269.43	-	-	612,269.43
C.3.5.2		SERVICIOS DIRECTOS E INDIRECTOS DE LA CASA MATRIZ Y COMPAÑIAS RELACIONADAS, CORRESPONDIENTES A ESTA ACTIVIDAD.				
C.3.5.2-a	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	10,000.02			10,000.02
C.3.5.2-a	631020	SERVICIOS TECNICOS CASA MATRIZ	69,129.91			69,129.91
C.3.5.2-a	631402	SERVICIOS TECNICOS NO HOME OFFICE	49,707.49			49,707.49
		SUBTOTAL C.3.5.2	128,837.42	-	-	128,837.42
C.3.5.3		GASTOS Y HONORARIOS LEGALES				
C.3.5.3-a	631202	SERVICIOS LEGALES Y NOTARIALES	5,759.21			5,759.21
		SUBTOTAL C.3.5.3	5,759.21	-	-	5,759.21

RUBRO	CUENTA	DETALLE	VALOR	GTOS NO REEM.	AJUSTES V/O RECLAS.	SALDO AJUSTADO
C.3.5.5.		OTROS GASTOS ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD				
C.3.5.5-a	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	169,904.30			169,904.30
C.3.5.5-b	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	7,804.79			7,804.79
C.3.5.5-d	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	172,766.67			172,766.67
C.3.5.5-e	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	72,790.00			72,790.00
C.3.5.5-f	627317	SERVICIOS DE MEDIO AMBIENTE	28,672.91			28,672.91
C.3.5.5-g	611909	SUMINISTROS DE HSE	110,343.73			110,343.73
C.3.5.5-i	611909	SUMINISTROS DE HSE	4,510.40			4,510.40
C.3.5.5-l	627241	SERVICIOS DE HSE- OSP	89.60			89.60
C.3.5.5-j	637912	ASISTENCIA A COMUNIDADES	4,602.96			4,602.96
C.3.5.5-l	611909	Desechos peligrosos & descargas liquidas	48.44			48.44
C.3.5.5-l	627241	SUMINISTROS DE HSE	237,737.49			237,737.49
C.3.5.5-m	611909	SERVICIOS DE HSE- OSP	618.12			618.12
		SUBTOTAL C.3.5.5	809,889.41	-	-	809,889.41
C.3.7		COSTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL				
C.3.7-a	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	47,720.00			47,720.00
C.3.7-a	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	294,483.02			294,483.02
C.3.7-a	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	6,770.00			6,770.00
C.3.7-a	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	22,038.07			22,038.07
C.3.7-a	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	141,638.50			141,638.50
C.3.7-a	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	5,070.58			5,070.58
C.3.7-a	627999	SERVICIOS CONTRATADOS	1,608.29			1,608.29
C.3.7-b	611031	JUNTAS DE TUBERIA CONDUCTORA	9,726.08			9,726.08
C.3.7-b	611041	SUMINISTROS DE OFICINA	3,568.33			3,568.33
C.3.7-b	624025	TRANSPORTE TERRESTRE	570.18			570.18
C.3.7-b	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	18,767.86			18,767.86
C.3.7-b	631202	SERVICIOS LEGALES Y NOTARIALES	16.80			16.80
C.3.7-b	631402	SERVICIOS TECNICOS NO HOME OFFICE	4,449.18			4,449.18
C.3.7-b	637910	SUSCRIPCIONES	371.45			371.45
C.3.7-c	611909	SUMINISTROS DE HSE	198,858.75			198,858.75
C.3.7-c	627241	SERVICIOS DE HSE- OSP	834,408.67			834,408.67
C.3.7-c	630450	COSTOS LOCALES MEDICOS	-			-
C.3.7-c	637910	SUSCRIPCIONES REVISTAS Y PERIODICOS	257.10			257.10
C.3.7-d	633000	DISTRIBUCION DE GASTOS GENERALES	53,923.83			53,923.83
C.3.7-e	627231	SERVICIOS DE SEGURIDAD	1,599,096.34			1,599,096.34
C.3.7-f	611031	INSTRUMENTS AND TLC SPARES AND EQUIPMENT	-			-
C.3.7-f	611061	COMPRA EQUIPO DE TRABAJO	35,409.48			35,409.48
C.3.7-f	611091	COMPRAS REPUESTOS Y SUMINISTROS VEHICULOS	22,488.42			22,488.42
C.3.7-f	622002	MANTENIMIENTO Y REPARACION VEHICULOS	9,388.98			9,388.98
C.3.7-f	627028	COMUNICACIONES-TELEFONO	22,377.61			22,377.61
C.3.7-f	627999	OTROS SERVICIOS	1,230.01			1,230.01
C.3.7-f	635220	ARRIENDO DE FOTOCOPIADORAS	1,008.00			1,008.00
		SUBTOTAL C.3.7	3,335,245.53	-	-	3,335,245.53
C.3.8		OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIFICACION ANTERIOR				
C.3.8-a	605000	SALARIOS GERENTES LOCALES	57,352.62			57,352.62
C.3.8-a	605010	SALARIOS SENIOR LOCALES	66,838.21			66,838.21
C.3.8-a	605020	SALARIOS JUNIOR LOCALES	81,387.01			81,387.01
C.3.8-a	605600	OTROS BENEFICIOS GERENTES LOCALES	24,176.77			24,176.77
C.3.8-a	605610	OTROS BENEFICIOS SENIOR LOCALES	27,824.16			27,824.16
C.3.8-a	605620	OTROS BENEFICIOS JUNIOR LOCALES	45,622.83			45,622.83
C.3.8-a	623099	SERVICIOS CONTRATADOS	5,227.87			5,227.87
C.3.8-a	627999	OTROS SERVICIOS	(1,535.20)			(1,535.20)
C.3.8-b	611031	COMUNICACIONES & TLC PARTES Y EQUIPOS	-			-
C.3.8-b	611041	SUMINISTROS DE OFICINA	2,939.69			2,939.69
C.3.8-b	611091	COMPRAS REPUESTOS Y SUMINISTROS VEHICULOS	17,891.25			17,891.25
C.3.8-b	622002	MANTENIMIENTO Y REPARACION VEHICULOS	9,270.83			9,270.83
C.3.8-b	624025	TRANSPORTE LOCAL	23,113.63			23,113.63
C.3.8-b	627027	COSTOS DE OFICINA	1,682.20			1,682.20
C.3.8-b	627028	COMUNICACIONES-TELEFONO	56,903.59			56,903.59
C.3.8-b	627999	OTROS SERVICIOS	19,296.51			19,296.51
C.3.8-b	630001	GASTOS DE VIAJE EMP. LOCALES	9,379.39			9,379.39
C.3.8-b	630460	SERVICIOS DE COMIDA	8,126.76			8,126.76
C.3.8-b	631202	SERVICIOS LEGALES Y NOTARIALES	6,167.08			6,167.08
C.3.8-b	631402	SERVICIOS TECNICOS NO HOME OFFICE	4,449.18			4,449.18
C.3.8-b	635121	ARRIENDO DE EDIFICIOS	16,924.43			16,924.43
C.3.8-b	635220	ARRIENDO DE FOTOCOPIADORAS	672.03			672.03
C.3.8-c	637912	ASISTENCIA A COMUNIDADES	5,015,056.74		(2,406,313.00)	2,608,743.74
C.3.8-d	625999	SEGUROS	628,126.02			628,126.02
		SUBTOTAL C.3.8 OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIF	6,126,893.60	-	(2,406,313.00)	3,720,580.60
		TOTAL RUBRO C.3	17,389,602.79	(60,000.00)	(2,406,313.00)	14,923,289.79

PETROLERA ECUADOR
ANALITICA DEL RUBRO
CUENTA : 627231 -SERVICIOS
AÑO 2009

Fecha	Cuenta	Subcuenta	AFC	costos	Proveedor	Factura No.	Descripción	VALOR SELECCIO	VALOR FACTURA	IVA	TOTAL FACTUR	RETENCIONES				VALOR PAGADO	TRIFICACIONE					
												IVA			RENTA		A	B	C	D	E	
												Adquisi de Bienes 30%	Prestación de servicios 70%	Honorarios profesionales 2 liquidacion de compra 100%	1%							2%
02.02.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006017	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 Enero 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
04.03.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006103	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-28 Febrero 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
01.04.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006183	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 Marzo 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
01.05.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006281	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-30 Abril 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
01.06.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006359	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 Mayo 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
01.07.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006427	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-30 junio 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
03.08.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006471	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 julio 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
01.09.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006607	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 agosto 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
01.10.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006657	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 septiembre 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
04.11.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006739	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 octubre 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s
01.12.2009	627231	8450	OPSSSECUR	D05	SEGURI.	001-001-006822	Seguridad Privada y Vigilancia Armada (01-31 noviembre 2009	33,758.00	37,458.00	4,494.96	41,952.96		3,146.47			749.16	38,057.33	s	s	s	s	s

CANTID	DESCRIPCION	Valor To	Valor Total
	Servicio de Seguridad Privada		
	Villano A		
4	Guardias Garita Principal	578	2,312.00
4	Guardias Ronda General	578	2,312.00
4	Guardias Campamento	578	2,312.00
	Villano B		
4	Guardias Ronda General	578	2,312.00
	C.P.F		
4	Guardias Garita Principal	578	2,312.00
2	Guardias Garita No 2	578	1,156.00
4	Guardias Helipuerto	578	2,312.00
4	Radio operadores Bilingues	925	3,700.00
2	Operadores de Camara	925	1,850.00
2	Guardias de Bodega	578	1,156.00
2	Guardias de plataforma de de	578	1,156.00
2	Guardias de Antenas simón E	578	1,156.00
4	Guardias Ronda General	578	2,312.00
6	Conductores Escoltas de Seg	925	5,550.00
2	Conductores Escoltas Patrul	925	1,850.00
4	Conductores Escoltas de op	925	3,700.00
	Subtotal		37,458.00



DOCUMENTO DE CONTRATO

PARA LA PROVISIÓN DE SERVICIOS DE SEGURIDAD FÍSICA

El presente CONTRATO ha sido suscrito por y entre las siguientes PARTES denominadas la "COMPAÑÍA" y la "CONTRATISTA".

COMPAÑÍA: PETROLERA ECUADOR, es una sociedad constituida de acuerdo con las leyes de Los País, es una sociedad constituida de acuerdo con las leyes del Ecuador en la siguiente dirección comercial:

Dirección:
Edificio Piso 2
Quito – Ecuador

CONTRATISTA: COMPAÑÍA DE SEGURIDAD PRIVADA, SEGURIDAD, es una compañía constituida de acuerdo con las leyes del Ecuador, con su oficina principal en la siguiente dirección comercial:

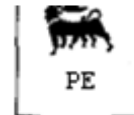
Dirección:
La Kenedy
Quito – Ecuador

CONSIDERANDO: Que la COMPAÑÍA desea que todos los servicios y/o trabajos relacionados con la realización de Actividades Complementarias para la Provisión de Servicios de Seguridad Física, los mismos que más particularmente se encuentran descritos en los Documentos del CONTRATO y referidos en este instrumento como el "SERVICIO", sean llevados a cabo en su nombre.

CONSIDERANDO QUE, la CONTRATISTA es una compañía constituida de acuerdo con las leyes del Ecuador y que tiene como su negocio principal la realización de "Actividades Complementarias",

Y CONSIDERANDO QUE, la CONTRATISTA tiene y se compromete a mantener vigentes durante el período del CONTRATO, los siguientes permisos, que se incorporan a este CONTRATO como documentos habilitantes:

- la autorización respectiva de funcionamiento que le acredite como compañía autorizada para la prestación de servicios complementarios, emitida por el Ministerio del Trabajo y Empleo, Dirección Regional de Empleo y Recursos Humanos, de acuerdo con las disposiciones del Decreto Ejecutivo No. 1121 de fecha 3 de Junio. 2008 que contiene el



Comercialización y Tenencia de Armas, Municiones, Explosivos y Accesorios y su Reglamento.

Y cualquier otro permiso o licencia necesarios para llevar a cabo el SERVICIO de una manera diligente, garantizando cumplir con los estándares y prácticas actuales de la industria y sujetarse a las disposiciones de los documentos del CONTRATO.

POR LO TANTO, considerando los compromisos y acuerdos mutuos estipulados más adelante, a través del presente documento se acuerda lo siguiente:

ART.1 PALABRAS Y EXPRESIONES

En el presente CONTRATO las palabras y expresiones tienen los mismos significados que aquellos que han sido respectivamente asignados a éstos en las Condiciones Generales.

ART.2- DOCUMENTOS DEL CONTRATO

Se considerará que los siguientes documentos conforman y deben ser interpretados como parte del presente CONTRATO:

Documento de Contrato
Sección Comercial
Condiciones Especiales;
Condiciones Generales;
Apéndice "A" – Precio y Forma de Pago;
Apéndice "B" – Lista de Precios de la CONTRATISTA.

Sección Técnica
Apéndice "D" – Especificaciones Técnicas;
Apéndice "E"- Requerimientos de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Medio Ambiente y Relaciones Comunitarias.

Ningún cambio, enmienda u otra modificación a o en cualquier documento o disposición que forme parte del CONTRATO será válido o estará vigente a menos que se lo haga por escrito.

ART.3- ACUERDOS PARA LA EJECUCIÓN DEL SERVICIO

LA CONTRATISTA

En consideración del pago a ser realizado por parte de la COMPAÑÍA a la CONTRATISTA de acuerdo a lo mencionado en el presente documento, la CONTRATISTA a través del presente instrumento acuerda con la COMPAÑÍA realizar y completar el SERVICIO de conformidad en todo respecto con las disposiciones del CONTRATO.



LA COMPAÑÍA

La COMPAÑÍA, a través del presente documento, acuerda pagar a la CONTRATISTA en consideración de la realización del SERVICIO, el Precio de acuerdo a la Forma de Pago estipulada por el presente CONTRATO.

ART.4- PRECIO DEL CONTRATO

Todas las tarifas de pago del CONTRATO y cualquier otro precio(s) acordado entre las PARTES incluyen cualquier costo y las provisiones necesarias para la conclusión total del SERVICIO cubierto por el CONTRATO de manera competente y expedita y de acuerdo con los Documentos del CONTRATO, y serán pagados, y cubrirán todos los costos y obligaciones adquiridos o a ser adquiridos por la CONTRATISTA junto con todas las responsabilidades que la CONTRATISTA haya asumido y cualquier consecuencia derivada de ello.

ART.5- ARTÍCULOS QUE SOBREVIVEN A LA TERMINACIÓN DEL SERVICIO

Las disposiciones del CONTRATO que por su naturaleza sobreviven a la terminación final del SERVICIO permanecerán en plena vigencia y efecto luego de dicha terminación.

ART.6- FECHA DE VIGENCIA EL CONTRATO

El CONTRATO entra en vigencia a partir del 16 de Septiembre

ART.7- DURACIÓN DEL CONTRATO

Este CONTRATO permanecerá en plena vigencia y efecto hasta que el SERVICIO haya sido completado, según lo establece el Artículo No. 3 de las Condiciones Especiales de este CONTRATO.

ART.8- ACUERDO Y ACEPTACIÓN

Las PARTES de este instrumento aceptan los términos y condiciones contenidos en el presente documento, y acuerdan quedar obligadas por ellos, y el CONTRATO es suscrito por los representantes debidamente autorizados de las PARTES como consta más adelante.

Por y a nombre de la CONTRATISTA: Por y a nombre de la COMPAÑÍA

Firma:....

Firma.

Nombre:

Nombre.

Fecha:

Fecha:

Adjuntos: de acuerdo a lo citado.

**AUTORIZACIÓN PARA CONTRATACIÓN
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL**

2009	RESOLUCIÓN No.	FECHA APROBACIÓN M.D.	DETALLE	AUTORIZACION	DEPARTAMENTO EMISSOR	PROVEEDOR	COSTO ESTIMADO
	001-2008	01/04/08	Subcontratación con Hotel Rizzo para Hospedaje de Indígenas	Por servicios de hospedaje para reuniones y foros de Agip Oil Ecuador para el periodo del 3	Relaciones Comunitarias	HOTEL RIZZO	160,000
	002-2008	01/04/08	Adquisición de Pasajes Aéreos y Servicios Conexos	Incluye el incremento de fondos por US \$ 204.000, en consideración a los valores	Negocios	SEITUR	574,000
	003-2008	01/10/08	Subcontratación de Servicios de Operación y Mantenimiento de la Unidad Top Drive (Autorizada por Resolución No. 082-2007)	Servicios de mantenimiento a la unidad Top Drive durante las operaciones de reacondicionamiento de pozo V16HST2 por US \$ 113.195 que se carga a la partida C.2.(Costos de Técnicos y gastos de viaje)	Operaciones/ Perforación	TESCO	257,955
	004-2008				ANULADA		
	005-2008	01/10/08	Subcontratación de Servicios de Tubería Pesada de Perforación (Autorizado por Resolución No. 037-2007)	Autoriza los trabajos de extensión del contrato para tubería pesada en reacondicionamiento de V 16HST2, alquiler de juntas de 3 1/2" y 5" , utilización de taladro, por un valor de US \$ 538.578 y un 10% de contingencias.	Operaciones/ Perforación	NABORS DRILLING SERVICES	795,261
	006-2008	01/10/08	Alquiler de una Cargadora Frontal para las Operaciones de Perforación (Autorizado por Resolución No. 053-2007)	Incrementar el contrato de serviguas por alquiler de una cargadora frontal para el pozo V16HST2 por un valor de US \$ 48.450, costos que serán cargados en la partida C.2 . Incluye renta, movilización, y contingencias.	Operaciones/ Perforación	SERVIGRUAS	341,737
	007-2008	01/10/08	Liquidación Provisional de Ingresos para el Mes de Enero del Año 2008	Aprobar la liquidación provisional de Ingresos del Bloque 10 por la Unidad de Administración de Contratos por el mes de enero del 2008, de acuerdo como estipula el contrato cláusula No. 12.11.1	Negocios	PETROECUADOR	
	008-2008	01/10/08	Baja de Activos	Aprobar la baja de activos de Camionetas Ford, Ford Explorer, Land Rover, Centrífugo switchboard y grúa omega adjuntos en Anexo 1 del libro de inventarios de la Empresa	Negocios		
	009-2008	01/17/08	Subcontratación de Servicios de Gestión de Grúas	Autoriza subcontratar los servicios de gestión para operación y mantenimiento para la grúa que	Operaciones/ Proyectos	SERVIGRUAS, GRUAS ATLAS Y MAMUT	140,000
	010-2008	01/17/08	Chinoak	Autorizar la extensión de helicóptero con la compañía ICARO por 6 meses hasta finales de junio del 2008 por US \$ 3.398.760 para pozos V16HST2 y V16 S3.	ANULADA		
	011-2008	01/17/08	Liquidación Provisional de Ingresos para el Mes de Febrero del Año 2008	Aprobar la liquidación provisional de Ingresos del Bloque 10 por la Unidad de Administración	Negocios	PETROECUADOR	
	012-2008	01/31/08	Compra de Variador de Velocidad y de Panel de Control Local para Instalación de la Quinta Bomba de Inyección de Agua en Villano	Compra de variador de velocidad VSD para arranque y control de flujo y un panel local de control LCP, que son necesarios para poner en servicio la quinta bomba del sistema de inyección de villano A y autorizar el listado de proveedores invitados para la compra.	Operaciones/ Proyectos	INELEC-SIEMENS-WINDUSTRIES-LA LLAVE-PONCE HNOS.	564,000
	013-2008	01/31/08	Incremento de Fondos a los Contratos con Baker Hughes, Reed Hidalgo y Smith International por el Alquiler y/o Compra de Brocas de Perforación (Autorizado por Resolución No. 122-2007)	Se autoriza incrementar el contrato de Baker Hughes, Reed.Hycalog y Smith International por un monto de US \$ 2.401.207 por el arrendamiento y compra de brocas de perforación para V16HST3.	Operaciones/ Perforación	BAKER HUGHES, REED HYGALOG Y SMITH INTERNATIONAL	2,401,207
	014-2008	01/31/08	Incremento de Fondos al Contrato con Schlumberger Sureenco S.A. para Contratación de Servicios de Registros Eléctricos con Cable (Autorizado por Resolución No. 108-2007)	Autorizar el incremento de US \$ 54.795 del valor de contrato de Schlumberger Sureenco S.A. para subcontratar los servicios de la toma de registros del pozo V16HST3, costos que serán cargados D.1.1.	Operaciones/ Perforación	SCHLUMBERGER SURENCO	1,284,058
	015-2008	07/02/08	Compra de Separador Trifásico Divisor de Flujo para CPF	Autorización para adquirir un separador trifásico divisor de flujo para CPF, aprobar la lista de invitados a participar en el concurso y los costos se registran en la partida D.5.	Operaciones/ Proyectos	ACIN DECI S.A.T, INDUSTRIAS DE AGERO LOS ANDES, TEPROMECH.	1,601,600



Edificio Iso 2
Quito, Ecuador
Tel: +(593 2) 250-1502, 397-0400
Fax: +(593 2) 250-0745

ORDEN DE SERVICIO

ORDEN DE SERVICIO No:	Fecha Efectiva:
Requisición No. 5064	
CONTRATISTA:	COMPANIA: PETROLERA ECUADOR
	Quito, Ecuador
RUC:	RUC:
Telf:	Telf: 397 0400 / 250 0745

El CONTRATISTA conviene proveer los servicios bajo las consideraciones detalladas en la presente Orden de Servicio "Contrato". Los derechos y obligaciones de las partes deben ser gobernadas por esta Orden de Servicio, incluyendo las provisiones impresas en las hojas adjuntas y aquellos términos y condiciones contractuales incorporadas en la presente Orden de Servicio "Contrato" como referencia.

CONDICIONES ESPECIALES

1. Descripción del SERVICIO:

El CONTRATISTA se compromete a dar servicios de reubicación de tubería de agua potable del Fuerte Militar localizado en la ciudad de Shell (Provincia de Pastaza), en cumplimiento al Convenio No. firmado entre la COMPAÑIA y la Cuarta División de la Fuerza Terrestre Amazonas, en adelante referido como el "SERVICIO", en base a la Cotización del CONTRATISTA de fecha 26 de Septiembre, 2008.

Es obligación de la COMPAÑIA únicamente el Pago por el SERVICIO.

2. Lista de Precios:

El precio global del SERVICIO es de US\$ 24.902,45 desglosado de la siguiente forma:

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario US\$	Precio Total US\$
Replanteo y nivelación red de agua	ml	474	0,51	241,74
Excavación de zanjas a M quinta=0-2m	m3	360	2,56	1.006,20
Excavación a mano	m3	84	6,80	571,20
Tubería alta presión de 160 mm*6m 1mca	ml	474	38,48	18.239,52
Relleno material seleccionado	m3	210	8,41	1.976,10
Razanteo y desalajo de material	ml	474	0,58	274,92
Relleno tendido y compactado capas 20 cm-maquín	m3	474	5,47	2.592,78
Total				24902,45

Notas:

- Los precios son en Dolares de los Estados Unidos de América ("US\$").
- Los precios no incluyen IVA, por lo tanto, el impuesto al Valor Agregado será incluido conforme sea aplicable.

3. Términos y Condiciones de Pago

- La COMPAÑIA otorgará al CONTRATISTA un anticipo del 40% del precio global del SERVICIO a la firma de la Orden de Servicio/Contrato, para lo cual, el CONTRATISTA entregará a la COMPAÑIA una póliza de seguro de "Buen Uso de Anticipo", por el mismo valor del anticipo, irrevocable, incondicional y de cobro inmediato, efectiva la misma fecha de inicio del SERVICIO y por una duración igual al periodo contractual.



**ACTA DE ENTREGA-RECEPCIÓN DEFINITIVA DE LA
INSTALACION DE SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO DEL
EDIFICIO COMANDO**

En la Provincia de Orellana Ciudad del Coca, a los 15 días del mes de Septiembre de 2009, intervienen por una parte La Empresa MEGA. _____ y la Srta. José Guerra A, encargado del Proyecto INSTALACIÓN DE SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO Edificio Comando y Comedor de Voluntarios _____ Sr. Mayo de _____, Jefe del Núcleo de Construcciones, para suscribir el Acta de Entrega-Recepción provisional de la INSTALACIÓN DE SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO Edificio Comando y Comedor de Voluntarios de la IV División de "Amazonas", ubicada en el cantón Orellana en las Instalaciones del Fuerte Militar "Napo".

I. ANTECEDENTES:

El Núcleo de Construcciones ha ejecutado el proyecto denominado "INSTALACIÓN DE SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO _____ de la _____, para lo cual se contrató a la Empresa MEGA. _____ a través del Núcleo de construcciones de la Brigada _____ para que ejecute la mencionada obra en lo que se refiere a la instalación nueva de Aires Acondicionados, de acuerdo a los rubros que más adelante se detallan.

II. TRABAJOS A REALIZARSE:

De acuerdo a la proforma adjunta, se desglosan los trabajos a ejecutarse, que cubrirán:

PETROLERA ECUADOR
D.3 OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE
D.3.2 CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES
C.3.2.a CUENTA 691200 CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES
AÑO 2009

Cuenta	Subcuent	AFC	Costos	Bloque 10	Periodo	Beneficiario	Factura No.
691200	8893	00000000	G02	005 Crpta 7	JAN-09	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	1062

Este valor corresponde a la requisición de cheque No. 1062 del 28 de enero del 2009 para el pago al Ministerio de Minas y Petróleos de los servicios de auditoría del año 2008, en cumplimiento al A.M: No. 041, numeral 72, publicado en el R.O. No. 290 del 13 de junio del 2006, de acuerdo a lo que dispone el Art. 4 deberán realizarse hasta el 20 de febrero del año siguiente. Se canceló con cheque del citibank No. 503432 del 29 de enero del 2009

El numeral 72 dispone: "Auditorías a empresas petroleras (excepto PETROECUADOR) US \$ 2,5 por cada US \$ 10.000 del presupuesto de inversiones que forma parte del programa anual de actividades con un mínimo de US \$ 30.000 y un máximo de US \$ 100.000

Cuenta	Subcuent	AFC	Costos	Bloque 10	Periodo	Beneficiario	Factura No.
691200	8892	00000000	G02	005 Crpta 7	JAN-09	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	982

Este valor corresponde a la requisición de cheque No. 982 del 12 de enero del 2009 para el pago al Ministerio de Minas y Petróleos por la contribución de aguas y materiales del año 2009, en cumplimiento al Art. 52 de la Ley de Hidrocarburos que establece que para los fines del contrato, por concepto de utilización de Aguas y Materiales de Construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado, las contratistas pagarán anticipadamente, dentro de los primeros 3 días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, Se canceló con cheque No.503391 del 13 de enero del 2009

Este pago se lo realiza en cumplimiento a la cláusula 13.4 del Contrato,

[CLAUSULA 13.4/A6](#)

Cuenta	Subcuent	AFC	Costos	Bloque 10	Periodo	Beneficiario	Factura No.
691200	8893	00000000	G02	005 Crpta 7	MAR-09	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	1212

Este valor corresponde a la requisición de cheque No. 1212 del 4 de marzo del 2009 para el pago al Ministerio de Minas y Petróleos por la aprobación anual del plan quinquenal actualizado de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos, en cumplimiento al A.M: No. 041, numeral 72, publicado en el R.O. No. 290 del 13 de junio del 2006, numeral 17 que dice:

17.- Aprobación anual del plan quinquenal actualizado de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos por: planes de desarrollo, campos, campos unificados y/o áreas el valor de US\$ 5.000,00

Se canceló con cheque No.503491 del 6 de marzo del 2009

Cuenta	Subcuent	AFC	Costos	Bloque 10	Periodo	Beneficiario	Factura No.
691200	0000	00000000	G02	005 Crpta 10	JUN-09	I. MUNICIPIO DEL CANTON MERA	306

Este valor corresponde a la requisición de cheque 1577 del 11 de junio del 2009, que fue cancelado con cheque 503706 del citibank el 12 de junio del 2009 al Municipio del Cantón Mera por pago de patente del año 2009

Esta soportado con el título No. 907 del 17 de junio del 2009, en conformidad con la Ley de Régimen Municipal y la Ordenanza del Impuesto de Patentes Municipales y luego de haberse cumplido con los requisitos legales e inscritos en el respectivo registro, se confiere en esta fecha la presente Patente que le autoriza el ejercicio de la actividad de Explotación Petrolera con un capital en giro de US\$ 310.625,93, que se lo calcula en base a las inversiones que tiene en el Cantón.

GOBIERNO MUNICIPAL DEL CANTÓN MERA
DIRECCIÓN FINANCIERA
PATENTE ANUAL 2009... N° 0000907
De Comerciantes, Industriales, o por el Ejército
De Actividades de Orden Económico

REGISTRO N°

NOMBRE: PETROLERA ECUADOR CEDULA:
RAZÓN SOCIAL: RUC:
DIRECCIÓN: SHELL AV. 4 OCTUBRE

De conformidad con la Ley de Régimen Municipal y la Ordenanza del Impuesto de Patentes Municipales y luego de haberse cumplido con los requisitos legales e inscritos en el respectivo registro, se confiere en esta fecha la presente Patente que le autoriza el ejercicio de la actividad de EXPLOTACIÓN PETROLERA

Mera, a 17 de JUNIO del 2009

S 310.625,93 Capital en Giro S 282,50 Valor Patente Actual S Valor Impuesto Mensual

Valor de la Especie \$ 1,00

JEFE DE ASISTENCIA TÉCNICA

Valor de la patente	262.50
Valor de la especie	1.00
Gastos administrativos	0.50
Total	264.00

691200 0000 00000000 G02 005 Crpta 10 JUN-09 GOBIERNO MUNICIPAL DE ARCHIDONA 1753

Este valor corresponde a la requisición de cheque No. 1581 del 12 de junio del 2009 para el pago al Gobierno Municipal de Archidona por el pago de patente anual de comercio desde enero a diciembre del 2009 de la actividad económica Explotación de Hidrocarburos con un capital en giro de US\$ 3'483.482,00. proporcional a cada circunscripción. El pago se lo hace con Título Directo No. 1753 del 18 de junio del 2009 en cumplimiento a lo publicado en el R.O. 350 del 6 de septiembre del 2006 Capítulo VII Impuesto de Patentes Municipales en el artículo 365 que dice:

Art. 365.- Para ejercer una actividad económica de carácter comercial o industrial se deberá obtener una patente, anual, previa inscripción en el registro que mantendrá, para estos efectos, cada municipalidad. Dicha patente se deberá obtener dentro de los treinta días siguientes al día final del mes en el que se inician esas actividades, o de los treinta días siguientes al día final del mes en que termina el año.

El concejo mediante ordenanza, establecerá la tarifa del impuesto anual en función del capital con el que operen los sujetos pasivos de este impuesto dentro del cantón. La tarifa mínima será de diez dólares de los Estados Unidos de América y la máxima de cinco mil dólares de los Estados Unidos de América.

EMISIÓN	CODIGO	DENOMINACION	V. / COBRAR
DIA MES AÑO			
18 06 2009	11.07.04	PATENTE ANUAL	1.000,00
	14.03.99.04.A	SERVICIOS TECNICOS ADMINISTRATIVOS	1,00
TOTAL COBRADO S			1.001,00

Patente 2009	1.000,00
Gastos administrativos	1,00
Total	1.001,00

691200 0000 00000000 G02 005 Crpta 10 JUN-09 GOBIERNO MUNICIPAL DE QUIJOS 1562

Este valor corresponde a la requisición de cheque No. 1562 del 5 de junio del 2009 para el pago al Gobierno Municipal de Baeza cantón Quijos por el pago de patente anual de comercio desde enero a diciembre del 2009 de la actividad económica Explotación de Hidrocarburos con un capital en giro de US\$ 130'410.192,00 El pago se lo hace con cheque del Citibank 503693 del 8 de junio del 2009 y Título No. 328 del 15 de junio del 2009 en cumplimiento a lo publicado en el R.O. 167 del 11 de septiembre del 2007

GOBIERNO MUNICIPAL DE QUIJOS
PATENTE ANUAL DE FUNCIONAMIENTO
(Válido sin enmiendas)
AÑO: 2009

INFORMACIÓN BÁSICA
COD. CATASTRAL: 0000328
RAZON SOCIAL: EXPLL HRIDOC
N.º R.U.C.: 0
NOMBRE DEL CONTRIBUYENTE: [REDACTED]
N.º CEDULA DE CIUDADANIA: [REDACTED]
TIPO DE ESTABLECIMIENTO HRIDOC: [REDACTED]
PROVINCIA: BAEZA
CANTON: QUIJOS
CIUDAD/FARROQUIA: LAPO
DIRECCION: AVDA. PRINCIPAL

ADVERTENCIAS
1 AUTORIZACION
El Gobierno Municipal del Cantón Quijos, de conformidad a las responsabilidades y competencias de acuerdo a la Ley Orgánica de Régimen Municipal, otorga la presente Patente Anual de Funcionamiento.

GOBIERNO MUNICIPAL DE QUIJOS
CANCELADO
RECAUDADO FISCAL
JEFE DE RENTAS

Fecha de Emisión: 15/06/2009
Fecha de Recaudación: 15/06/2009
Firma de Emisión: [REDACTED]
CONTRIBUYENTE

Patente 2009	5.000,00
Gastos administrativos	2,00
Total	5.002,00

D-9
3-8

691200	0000	00000000	G02	005 Crpta 13	JUN-09	MUNICIPIO DE ARAJUNO	002
Este valor corresponde a la requisición de cheque No. 1564 del 5 de junio del 2009 para el pago al Gobierno Municipal de Arajuno Provincia de Pastaza por el pago de patente anual de comercio desde enero a diciembre del 2009 de la actividad							
				Patente 2009	5,000.00		
				Servicios Administrativos	0.20		
				Total	5,000.20		

691200	0000	00000000	G02	005	JAN-09	TESORERO METROPOLITANO	989
Este valor corresponde a la requisición de cheque No. 989 del 16 de enero del 2009 para el pago al Municipio del Distrito Metropolitano de Quito por el pago de patente anual de comercio desde enero a diciembre del 2009 de la actividad económica							
				Patente 2009	5,000.00		
				Cuerpo de bomberos	100.00		
				Servicios Administrativos	0.20		
				Total	5,100.20		

691200	0000	00000000	G02	005 Crpta 10	JUN-09	TESORERO METROPOLITANO	1502
691200	0000	00000000	G02	005 Crpta 10	JUN-09	I. MUNICIPIO DEL CANTON MERA	1501
691200	0000	00000000	G02	005 Crpta 10	JUN-09	ILUSTRE MUNICIPIO DE PASTAZA	1506
691200	0000	00000000	G02	005 Crpta 10	JUN-09	GOBIERNO MUNICIPAL DE QUIJOS	1499
691200	0000	00000000	G02	005 Crpta 13	JUN-09	MUNICIPIO DE ARAJUNO	1498

Todos estos valores corresponden al cálculo del pago del 1.5 por mil sobre el total de los activos totales del año 2008 cancelados en el 2009 de la siguiente manera:

TESORERO METROPOLITANO	Cheque 503652	4,193.45 del 20 de mayo del 2009 (Quito)
I. MUNICIPIO DEL CANTON MERA	Cheque 503654	465.94 del 20 de mayo del 2009 (Shell) Titulo de crédito 2016
ILUSTRE MUNICIPIO DE PASTAZA	Cheque 503650	79,209.61 del 20 de mayo del 2009 (Puyo-CPF) Titulo de crédito 2.00E+11
GOBIERNO MUNICIPAL DE QUIJOS	Cheque 503653	13,978.17 del 20 de mayo del 2009 (Baeza) Titulo de crédito 30646
MUNICIPIO DE ARAJUNO	Cheque 503651	368,091.72 del 20 de mayo del 2009 (Villano) Titulo de crédito 4410
	Subtotal	465,938.89 petrolera ecuador
SARAYACU	Subtotal	17,998.91 Sarayacu
	Total	483,937.80 Bloque 10 y Sarayacu

Este pago se lo realiza en cumplimiento a la Ley de Régimen Tributario y Financiero en su artículo 34 que indica que este impuesto corresponderá al activo total del año calendario anterior y el periodo financiero correrá del 1 de enero al 31 de El cálculo del 1.5 por mil se lo hace en base al activo corriente menos el pasivo corriente de la siguiente manera:

	US\$	Bloque 10	Sarayacu
TOTAL ACTIVOS	IR 2008 454,762,766.09	440,073,124.77	14,689,641.32
MENOS PASIVO CORRIENTE	IR 2008 -132,137,563.41	-129,447,194.99	-2,690,368.42
BASE IMPONIBLE	322,625,202.68	310,625,929.78	11,999,272.90
		0.96	0.04
IMPUESTO MUNICIPAL 1.5 X 1000	483,937.80	465,938.89	17,998.91

La forma como se la distribuye a los diferentes municipios se la hace en base a los activos que se tiene en cada uno de ellos de la siguiente manera:

	US\$	%	BASE IMPOSIBLE	IMPUESTO	%	INGRESO
Inversiones en Oficinas - Quito	PP&E 2,280,991.90	0.005	2,795,633.37	4,193.45	0.009	2,589,785.00
Inversiones en Oficinas - Shell	PP&E 276,717.47	0.001	310,625.93	465.94	0.001	287,754.00
Inversiones 3965-CPF-Puyo	PP&E 78,707,123.86	0.167	52,806,408.06	79,209.61	0.164	48,918,157.00
Inversiones 3980-Baeza	PP&E 11,931,516.41	0.025	9,318,777.89	13,978.17	0.029	8,632,616.00
Inversiones 3950+3810+3820-WS-	PP&E 378,820,304.46	0.803	245,394,484.53	368,091.73	0.761	227,325,552.00
Total Base Petrolera Ecuador	472,016,654.10	100%	310,625,929.78	465,938.89	0.96	287,753,864.00
Inversiones Sarayacu-Municipio de Archidona	27,219,728.49		11,999,272.90	17,998.91	0.04	4,970,591.60
Total Impuestos	499,236,382.59		322,625,202.68	483,937.80	1.00	292,724,455.60

BASE LEGAL CONTRIBUCIÓN POR UTILIZACIÓN DE AGUAS Y MATERIALES NATURALES DE CONSTRUCCIÓN.

TRECE. CUATRO. (13.4.) Contribución por utilización de aguas y materiales naturales de construcción.- La Contratista pagará, de conformidad con el artículo cincuenta y dos (52) de la Ley de Hidrocarburos, reformado por el artículo dieciseis (16) de la Ley número ciento uno (101), por concepto de utilización de aguas y materiales naturales de construcción que se encuentren en el Área del Contrato, pertenecientes al Estado, la cantidad de veinte y cuatro mil Dólares anuales durante el Período de Exploración, y de sesenta mil Dólares anuales durante el Período de Explotación. En caso de Explotación Anticipada la Contratista pagará, además de la contribución correspondiente al Período de Exploración, por separado, a partir de la fecha de producción Comercial de Petróleo Crudo, igual contribución a la establecida en esta cláusula para el Período de Explotación. El uso razonable y necesario de estas aguas y materiales naturales de construcción, de acuerdo con las leyes y reglamentos, no será considerado como falta de cuidado del medio ambiente por la Contratista. Tales contribuciones se pagarán anticipadamente en el mes de enero de cada Año Fiscal, mediante depósito en el Banco Central del Ecuador, para ser acreditadas en la cuenta del Ministerio de Energía y Minas. Los depósitos se realizarán en suces a la Cotización de Cambio para la venta de las divisas por parte de la Contratista al Banco Central del Ecuador, vigente al momento de efectuarlos.

LEY DE HIDROCARBUROS ART. 52

Art. 52.- (Utilización de aguas y de materiales naturales).- Para los fines del contrato, por concepto de utilización de las aguas y de los materiales naturales de construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado, los contratistas o asociados pagarán anticipadamente, dentro de los primeros treinta días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, las cantidades mínimas de veinticuatro mil dólares, durante el período de exploración, y de sesenta mil dólares, durante el período de explotación, al cambio oficial vigente. Ambos valores tendrán el carácter de no reembolsable en los contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos. En el caso de que el primer pago no corresponda a un año completo, se lo hará en proporción a los meses respectivos. En las operaciones costa afuera no habrá lugar a este pago.

Art. 9.- DETERMINACION DE LA OBLIGACION.- La determinación de la obligación tributaria se efectuará por: 1) La base a la declaración presentada por el sujeto activo. 2) En forma presuntiva por falta de declaración del contribuyente o cuando la declaración presentada no presta frito suficiente para acreditarla. 3) En forma mixta, en concordancia con lo establecido en los Arts. 88 al 93 del Código Tributario.

Art. 10.- BASE IMPONIBLE.- La base imponible para la terminación del impuesto de patente será:

Para las actividades económicas ya establecidas, será el capital de operación correspondiente al ejercicio fiscal anterior al del período por el cual se cobra.

Para las personas naturales y/o jurídicas obligadas a llevar contabilidad, será los valores que configuren el activo corriente del balance general al 31 de diciembre del año inmediato anterior, de acuerdo a las declaraciones que se deba presentar en la Superintendencia de Compañías o en la Superintendencia de Bancos.

Para las actividades económicas que de conformidad con las disposiciones pertinentes con la Ley de Régimen Tributario Interno deben llevar contabilidad será la declaración del impuesto a la renta del ejercicio fiscal inmediato anterior, en lo referente a activos corrientes menos pasivos corrientes.

Para las personas naturales no obligadas a llevar contabilidad, será el resultado total de los activos corrientes menos los pasivos corrientes.

Para las personas naturales o jurídicas, sociedades de hecho o negocios individuales que tengan su casa matriz en el cantón Quijos y sucursales o agencias en otros lugares del país; y, para las sucursales o agencias que funcionan en el cantón Quijos, con casa matriz en otros lugares será el valor del impuesto que corresponde a la actividad que realice en la jurisdicción cantonal.

6. Cuando un negocio demuestre haber sufrido pérdidas o reducción de utilidad de más del 50% se aplicará el Art. 366 de la Codificación de la Ley Orgánica de Régimen Municipal.

7. Para las empresas de actividad petrolera, de servicios petroleros, agroindustriales o sociedades que se encuentren registradas en la Superintendencia de Compañías y registros mercantiles en el país, cuyas actividades se desarrollen en la jurisdicción del cantón Quijos, la base imponible para el cálculo de la patente será la base imponible porcentual de la declaración del 1.5 x 1.000 del porcentaje que corresponde al cantón por motivo de su operación dentro del mismo, cuya tarifa no podrá ser mayor de cinco mil dólares, de conformidad a lo establecido en el Art. 365 inciso segundo, de la Codificación de la Ley Orgánica de Régimen Municipal.

Las declaraciones se presentarán en la Oficina de Rentas de la Municipalidad.

Art. 11.- VERIFICACION DE LA DECLARACION.- Las declaraciones de los contribuyentes, será verificada por parte del Departamento Financiero, en el Área de Rentas Municipales.

Art. 12.- TARIFA.- La tarifa del impuesto anual en función del capital con el que operen los sujetos pasivos de este impuesto dentro del cantón, será el siguiente:

BASE DESDE US \$	IMPONIBLE HASTA US\$	TARIFA US\$
0,00	2.500,00	10,00
2.501,00	5.000,00	50,00
5.001,00	7.500,00	100,00
7.501,00	10.000,00	200,00
10.001,00	30.000,00	750,00
30.001,00	50.000,00	1.250,00
50.001,00	100.000,00	2.500,00
10.001,00	en adelante	5.000,00

Art. 13.- VARIAS ACTIVIDADES ECONOMICAS.- Si una persona natural o jurídica, posee más de un local en el ejercicio de su actividad económica, para la liquidación del impuesto deberá consolidar los capitales y se mantendrá el registro de cada establecimiento.

Art. 14.- PLAZO PARA EL PAGO.- Este impuesto se pagará hasta 30 días después de la fecha límite establecida para la declaración del impuesto a la renta.

Art. 15.- EMPRESAS EN PROCESO DE DISOLUCION O LIQUIDACION.- Las empresas que acrediten justificadamente su estado de inactividad o aquellas que se encuentren en el proceso de disolución o liquidación pagarán el monto del impuesto de patente anual de acuerdo a los rangos establecidos en el Art. 12 de la presente ordenanza, hasta la cancelación definitiva de la empresa en el registro correspondiente.

Se entenderá por capital en giro, los valores que figuran en el activo del balance general del año inmediato anterior.

Para las actividades que no llevan contabilidad, el activo se determina en forma presuntiva.

Art. 16.- PAGO INDEPENDIENTE DEL EJERCICIO DE LA ACTIVIDAD.- El impuesto a las patentes se deberá pagar durante el tiempo que se desarrolla la actividad o se haya poseído el registro único de contribuyentes, aunque la actividad no se haya realizado.

En el caso de que el contribuyente no ha notificado a la Dirección Financiera dentro de los treinta días siguientes a la finalización de la actividad grabada, se considerará que la actividad se ha realizado. Sin embargo, de existió documentos que justifiquen plenamente que la actividad económica no fue ejercitada, el sujeto pasivo pagará el concepto de impuesto anual 12 dólares por cada año transcurrido desde la fecha de finalización de la actividad a la fecha de notificación a la administración.

Art. 17.- INTERES A CARGO DEL SUJETO PASIVO.- El contribuyente que no obtenga su patent anual, de acuerdo con la presente ordenanza, deberá pagar los intereses que correspondan de conformidad con el Art 20 del Código Tributario, sin perjuicio de las sanciones que haya lugar.

FORMULARIO 101
 DECLARACIÓN DEL IMPUESTO A LA RENTA Y PRESENTACIÓN DE BALANCES FORMULARIO ÚNICO SOCIEDADES Y ESTABLECIMIENTOS PERMANENTES
 Resolución No. NAC-DGER2008-1520
 No. FORMULARIO 638890
 DIRECCIÓN NACIONAL DE SERVICIOS TRIBUTARIOS QUITO

100 IDENTIFICACIÓN DE LA DECLARACIÓN (0) ORIGINAL - (3) SUSTITUTIVA 031 S
 AÑO 192 2008 No. FORMULARIO QUE SUSTITUYE 104
 200 IDENTIFICACIÓN DEL SUJETO PASIVO EXPEDIENTE 203 86.185
 RUC 201 202 ECUADOR

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DEL EXTERIOR EN EL EJERCICIO FISCAL (INFORMATIVO)

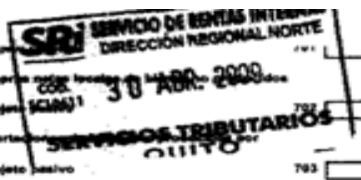
Activo con partes relacionadas del exterior	011	196,233,168	Ingreso con partes relacionadas del exterior	013	0
Pasivo con partes relacionadas del exterior	012	2,287,954,48	Egreso con partes relacionadas del exterior	014	0
TOTAL OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DEL EXTERIOR (011 + 012 + 013 + 014)				015	200,521,122,48

ESTADO DE SITUACIÓN

ESTADO DE RESULTADOS

ESTADO DE SITUACIÓN		ESTADO DE RESULTADOS	
ACTIVO		INGRESOS	
ACTIVO CORRIENTE		Ventas netas locales gravadas con tarifa 12%	801 0
Caja, bancos	311 151,711.7	Ventas netas locales gravadas con tarifa 0%	802 4,070,581.6
Inversiones corrientes	312 0	Exportaciones netas	803 0
Cuentas y documentos por cobrar - corriente		Otros ingresos provenientes del exterior	804 0
Relacionados / Locales	313 0	Rendimientos financieros	805 0
Relacionados / Del exterior	314 0	Otras rentas gravadas	806 287,753,654
No relacionados / Locales	315 62,180,206	Utilidad en venta de activos fijos	807 0
No relacionados / Del exterior	316 0	Dividendos percibidos locales	808 0
Otras cuentas y documentos por cobrar - corriente		Rentas exentas provenientes de donaciones y aportaciones	
Relacionados / Locales	317 600,718.67	De recursos públicos	809 0
Relacionados / Del exterior	318 198,622,302.69	De otras locales	810 0
No relacionados / Locales	319 1,171,227.48	Del exterior	811 0
No relacionados / Del exterior	320 0	Otras rentas exentas	812 0
(-) Provisión cuentas incobrables	321 0	TOTAL INGRESOS (Sumar del 801 al 812)	899 292,724,465.6
Crédito tributario a favor del sujeto pasivo (IVA)	323 0		
Crédito tributario a favor del sujeto pasivo (RENTA)	324 0	Ventas netas de activos fijos (informativo)	891 122,402.56
Inventario de materia prima	325 0	Ingresos por reembolso como intermediario (informativo)	892 0
Inventario de productos en proceso	326 0		
Inventario de suministros y materiales	327 0		
Inventario de prod. terminados y mercad. en almacén	328 0		
Mercaderías en tránsito	329 0		
Inventario repuestos, herramientas y accesorios	330 0		
		COSTOS Y GASTOS	
		COSTO	GASTO
		Inventario inicial de bienes no producidos por	

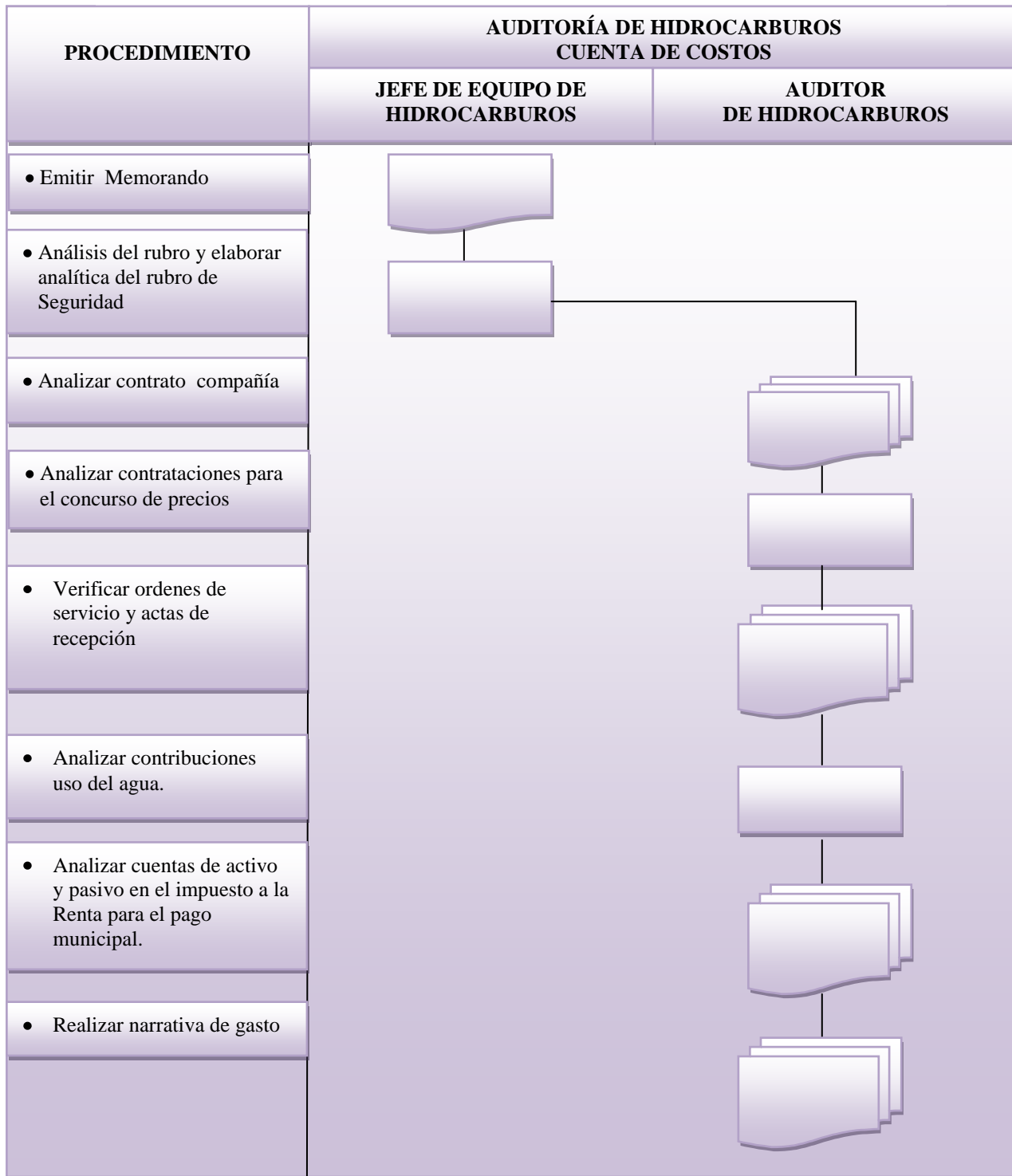
ACTIVO PASIVO		CÓDIGO		CÓDIGO	
ACTIVO PASIVO		321	0	791	0
Otros activos corrientes	28,824.50	322	0	792	0
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	252,734,981.00	323	0	793	0
ACTIVO FIJO					
Inmuebles (excepto terrenos)		341	0	794	0
Navas, aeronaves, barcasas y similares		342	0		
Muebles y enseres		343	0	795	0
Maquinaria, equipo e instalaciones	18,361.31	344	0	796	0
Equipo de computación y software	10,061.06	345	0	797	0
Vehículos, equipo de transporte y camión móvil	76,790.4	346	0	798	0
Otros activos fijos	27,117,826.63	347	0	799	0
(-) Depreciación acumulada activo fijo	13,074,962.36	348	0	710	0
Terrenos		349	0	711	0
Obras en proceso	43,701.70	350	0	712	0
TOTAL ACTIVO FIJO	14,187,467.89	359	0	713	0
ACTIVO DIFERIDO (INTANGIBLE)					
Marcas, patentes, derechos de leve y otros similares		371	0	714	0
Gastos de organización y constitución		372	0		
Gastos de investigación, exploración y similares	21,110,267.51	373	0	717	0
Otros activos diferidos		377	0	718	0
(-) Amortización acumulada	21,110,267.51	378	0	721	0
TOTAL ACTIVO DIFERIDO		379	0	723	0
ACTIVO LARGO PLAZO					
Inversiones largo plazo / Acciones y participaciones		381	0	727	0
Inversiones largo plazo / Otras		382	0	728	994,633.36
Cuentas y documentos por cobrar - largo plazo				729	0
Relacionados / Locales		383	0	730	0
Relacionados / Del exterior		384	0	731	0
No relacionados / Locales	168,480,746.07	385	0	732	0
No relacionados / Del exterior		386	0	733	0
Otros cuentas y documentos por cobrar - largo plazo				734	0
Relacionados / Locales		387	0	735	0
Relacionados / Del exterior		388	0	736	0
No relacionados / Locales		389	0	737	0
No relacionados / Del exterior		390	0	738	0
(-) Provisión cuentas incobrables		391	0	739	0
Otros activos largo plazo	9,349,562.07	392	0	742	0
TOTAL ACTIVO LARGO PLAZO	177,840,307.14	397	0	743	0
TOTAL DEL ACTIVO (323 + 389 + 379 + 397)	434,762,766.00	398	0	744	0
PASIVO					
PASIVO CORRIENTE					
Cuentas y documentos por pagar proveedores - corriente				745	0
Relacionados / Locales	58,357.73	411	0	746	0
				747	0
				748	0
				749	0
				750	0
				751	0
				752	0
				753	0
				754	0
				755	0
				756	0
				757	0
				758	0
				759	0
				760	0
				761	0
				762	0



ECUADOR												
PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO												
Cuenta 203001												
DICIEMBRE - 2008												
Código	Descripción	TOTAL ACTIVOS	TOTAL QUITO	TOTAL ORIENTE	CPF	ARCHIDONA	TENA	VILLANO A	VILLANO B	SHELL	BAEZA	TOTAL ORIENTE
203001-3510	Panelería	100,303.79	100,303.79									
203001-3601	Muebles de Oficina	311,975.22	263,025.92	48,949.30	28,314.85			8,143.70		11,490.75		48,949.3
203001-3602	Equipo de Oficina	231,148.32	73,952.04	157,196.28	72,907.33			45,479.89		20,443.10	18,365.96	157,196.2
203001-3622	Equipo de Computación	1,273,373.94	884,252.20	389,121.74	267,772.04	2,836.01	6,403.32	52,044.10		41,739.50	18,326.77	389,121.7
203001-3651	Vehículos	2,006,268.66	685,380.85	1,310,887.81	871,553.38	46,053.56	71,951.06			169,689.01	151,640.80	1,310,887.8
203001-3652	Vehículos Pesados	1,164,758.80		1,164,758.80	920,758.80			64,500.00	179,500.00			1,164,758.8
203001-3654	Equipo de Comunicaciones	514,867.75	264,077.10	250,790.65	191,358.36			16,175.91	1,238.60	33,365.11	8,662.67	250,790.6
	TOTAL	5,602,696.48	2,280,991.90	3,321,704.58	2,363,664.76	46,889.57	78,354.36	168,343.60	180,738.60	278,717.47	196,996.20	3,321,704.5
	Porcentaje Oriente		71,		70.86	1.47	2.36	5.81	5.44	8.33	5.93	100.0
	Sarayacu											
203001-3622	Equipo de computación	10,051.05		10,051.05								
203001-3651	Vehículos	75,790.40		75,790.40								
203001-3622	Equipo de Oficina	16,361.21		16,361.21								
		102,202.66		102,202.66								
	TOTAL QUITO - ORIENTE		2,280,991.90	3,423,907.24								

FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTOS DE LA CUENTA DE COSTOS

FIGURA No 13



PETROLERA ECUADOR

**NARRATIVA ESTADO DE COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCION/OTROS/EGRESOS
NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE
DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009**

NATURALEZA:

Los Costos y Gastos de Producción, por su naturaleza son de saldo deudor y están formando parte del estado de costos, al 31 de diciembre del 2009 presenta un saldo de US. \$ 63.458.968,06. Estos valores están conformados por los siguientes rubros:

RUBRO	DESCRIPCION	VALOR
C.1	GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES	5.284.818,07
C.2	GASTOS DE OPERACIÓN	40.784.547,20
C.3	OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE	17.389.602,79
	TOTAL COSTOS Y GASTOS DE PRODUCCION	63.458.968,06

ALCANCE DEL EXAMEN

El análisis practicado a las diferentes cuentas correspondió al período comprendido desde el 1 de enero al 31 de diciembre del 2009, para lo cual fue necesario la aplicación de las Normas Ecuatorianas de Auditoria, en el análisis se verificó el cumplimiento de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, Ley de Hidrocarburos, Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de Aplicación, Contratos, Leyes y Reglamentos Aplicables en las actividades Hidrocarburíferas.

C.3 OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE

A continuación se detallan los Subrubros de Otros Egresos no Especificados Anteriormente:

RUBRO	DESCRIPCION	VALOR
C.3.1	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TECNICO DE DIRECCION, SUPERVISION, APOYO Y OPERATIVO EN ESTA ACTIVIDAD	6.079.980,22
C.3.2	CONTRIBUCION POR USO DE AGUAS Y MATERIALES	60.000,00
C.3.4	PROGRAMAS DE CAPACITACION	230.727,97
C.3.5	CONTRIBUCIONES, ESTUDIOS Y EJECUCION DE OBRAS RELACIONADAS CON MEDIO AMBIENTE	1.556.755,47
C.3.7	COSTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL	3.335.245,53
C.3.8	OTROS NO INCLUIDOS EN LA CLASIFICACION ANTERIOR	6.126.893,60
	SUBTOTAL OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE	17.389.602,79

C.3.2.a Cta 691200 CONTRIB. POR USO DE AGUAS Y MATERIALES US\$ 60.000,00 P/T F.4.1

El saldo de la cuenta al 31 de diciembre del 2009 es de US\$ 60.000,00 de los cuales se analiza el 100% y corresponde al pago en cumplimiento al Art, 52 de la Ley de Hidrocarburos que establece que para los fines del contrato, por concepto de utilización de Aguas y Materiales de Construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado, las contratistas pagarán anticipadamente, dentro de los primeros 3 días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, este pago se lo realiza en cumplimiento a la cláusula 13.4 del Contrato,

REVISADO/ANALIZADO

Se verificó el pago al Ministerio de Minas y Petróleos, con requisición de cheque No. 982 del 12 de enero del 2009.

CONCLUSION

El saldo de la cuenta al 31 de diciembre del año 2009 es razonable

C.3.7.-e CUENTA 627231 SERVICIOS DE GUARDIANÍA (Seguridad/Militares campo) \$ 1.599.096,34

El saldo de la Cta. 627231 al 31 de diciembre asciende a \$ 1.599.096,34, en esta cuenta se registran los servicios y trabajos relacionados con la realización de actividades complementarias para la provisión de Servicios de Seguridad Física de campamentos y oficinas, los cuales fueron provistos por la compañías de seguridad privada SEGURIVITAL CIA.LTDA , además, se realizaron adecuaciones para la vivienda fiscal fase II en Coca, como son: sistemas de climatización , closets, etc. , reubicación de tubería para el proyecto de sistema de potabilización y purificación de agua del fuerte militar Amazonas, gastos de movilización de militares, los cuales se realizaron en base a convenios firmados con los militares en donde la compañía se comprometía a realizar donaciones a cambio de seguridad militar. Los cargos realizados a esta cuenta se encuentran sustentados con los convenio, contratos, Resoluciones del Comité de Administración de Petroecuador, Ordenes de pago, Hojas de tiempo, facturas, acta de entrega recepción, etc.

CONCLUSION

Los registros cuentan con toda la documentación de soporte razón por la cual se determina que el saldo de la cuenta es razonable.

C.1.3 OTROS IMPUESTOS MISCELANEOS P/T E.4.1 US\$ 883.113,79

El saldo de la cuenta al 31 de diciembre del 2009 en este rubro Otros Impuestos Misceláneos es de US\$ 999.226,34, auditoría procedió al análisis del 98% del total del rubro, el mismo que se encuentra distribuido de la siguiente manera:

Cod. Petro.	Cía.	Cuenta	Detal.	CC	AFC	Nombre Cuenta	Valor
C.1.3.-b	005	691200	0000	G02	00000000	Impuestos municipales	487.470,18
C.1.3.-a	005	691200	8891	G02	00000000	Contribuciones para la superintendencia de compañías	395.643,61
Subtotal							883.113,79
C.3.2.-a	005	691200	8892	G02	00000000	Contribucion por uso de Aguas y Materiales	60.000,00
C.1.8.-b	005	691200	8893	G02	00000000	D.N.H. Auditorias - Presupuesto	56.112,55
TOTAL CUENTA 691200							999.226,34

La compañía registra en esta cuenta 691200, todos los pagos realizados a los Municipios de Quijos, Mera, Archidona, Pastaza, Arajuno y Quito por el pago del 1,5 por mil sobre el total de los activos corrientes menos los pasivos corrientes, en cumplimiento a lo que dicta la Ley de Régimen Tributario y Financiero en su artículo 34 que indica que este impuesto corresponderá al activo total del año calendario anterior y el período financiero correrá del 1 de enero al 31 de diciembre. Este impuesto se pagará hasta 30 días después de la fecha límite establecida para la declaración del impuesto a la renta, el pago de las patentes municipales para el funcionamiento de las empresas en cumplimiento a lo publicado en el R.O. 350 del 6 de septiembre del 2006 Capítulo VII Impuesto de Patentes Municipales, que en el artículo 365 que dispone: Art. 365.- Para ejercer una actividad económica de carácter comercial o industrial se deberá obtener una patente, anual, previa inscripción en el registro que mantendrá, para estos efectos, cada municipalidad. Dicha patente se deberá obtener dentro de los treinta días siguientes al día final del mes en el que se inician esas actividades, o de los treinta días siguientes al día final del mes en que termina el año.

Además, pagos al Ministerio de Recursos no Renovables por los servicios de auditoría del año 2008, por la aprobación anual del plan quinquenal actualizado de actividades y presupuesto de inversiones, costos y gastos, en cumplimiento al A:M: No. 041, numeral 72, publicado en el R.O. No. 290 del 13 de junio del 2006, así como también por la contribución de aguas y materiales del año 2009, en cumplimiento al Art. 52 de la Ley de Hidrocarburos que establece que para los fines del contrato, por concepto de utilización de Aguas y Materiales de Construcción que se encuentren en el área del contrato y que pertenezcan al Estado, las contratistas pagarán anticipadamente, dentro de los primeros 3 días de cada año, a partir de la inscripción del contrato, este pago se lo realiza en cumplimiento a la cláusula 13.4 del Contrato,

Se analizó el cálculo al pago a la Superintendencia de Compañías que corresponden al pago del 87% del total de los activos de conformidad con lo que establece el inciso tercero del artículo 449 de la Ley de Compañías publicado en el R.O. N° 630 del 09 de julio del 2009 SC.IAF.PYP.2009.034 y en base a lo determinado en la Cláusula 13.7 del Contrato de Prestación de Servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos

ANALIZADO/REVISADO

Se analizaron todas las muestras seleccionadas y se procedió a la revisión de la documentación de soporte como son pagos, títulos de créditos, asientos contables, cálculos, leyes, ordenanzas municipales, cláusulas del contrato, entre otras, sin encontrarse novedades.

CONCLUSION

El saldo de la cuenta al 31 de diciembre del 2009 es razonable.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS							
Procesos / Área / Cuenta : Inversiones Pozo 16							
Período ejecución: 01-01-2009/31-12-2009							
Preparado por: AUDITORES							
Revisado por: COORDINADORA DE HIDROCARBUROS							
OBJETIVOS							
1	Identificar los procedimientos de la cuenta de Inversiones de la empresa petrolera privada Petroleos Ecuador						
2	Procedimientos para el análisis y verificación de la cuenta de inversiones						
3	Elaboración de papeles de trabajo y hallazgos de la cuenta de inversiones						
No.	Procedimientos	REF. P/T	tiempo real	preparado por:	FECHA	HALLAZG	OBSERVACIONES
1	Verificar y analizar sumarias del Estado de inversiones	E2 1 de 2	1 día	JEFE DE EQUIPO	02/04/2010		
2	Comprobar que los cargos realizados se encuentren debidamente sustentados a través por facturas	E3 1 de 2	2 días	Carlos Sarasti Auditor	06/04/2010		
3	Determinar que los cargos realizados se encuentren debidamente sustentados a través por ordenes de trabajo, contrato, ordenes de compras, requisiciones, comprobantes de ingreso y egreso de bodega.	E4 1 de 6	4 días	Carlos Sarasti Auditor	12/04/2010		
4	El comité de la administración realiza las autorizaciones para realizar el concurso de precios para las subcontrataciones: Quito, Shell, Baeza y Sarayacu	E5 1 de 1	1 día	Carlos Sarasti Auditor	13/04/2010		
5	Determinar que exista la aprobación y autorización para realizar contrataciones	E6 1 de 1	1 día	Carlos Sarasti Auditor	14/04/2010		
6	Verificar que los cargos realizados correspondan a actividades necesarias para llevar a cabo los trabajos de perforación.	E7 1 de 7	2 días	Carlos Sarasti Auditor	16/04/2010		
7	Realizar el papel de trabajo de la cuenta de inversiones Pozo 16	E8 1 de 2	4 días	Carlos Sarasti Auditor	22/04/2010		
8	Revisión de informes técnicos a fin de determinar que las actividades de perforación hayan sido realizadas de manera eficiente	E9 1 de 6	2 días	JEFE DE EQUIPO	26/04/2010		
9	Observar el cuadro de localización del pozo petrolero	E10 1 de 1	2 días	Carlos Sarasti Auditor	28/04/2010		
10	Verificar la base legal	E11 1 de 10	2 días	Carlos Sarasti Auditor	30/04/2010		
11	Flujograma de procedimientos de la cuenta de inversiones	E12 1 de 1	1 día	Carlos Sarasti Auditor	03/05/2010		
12	Elaborar Narrativa de la cuenta de Inversiones	E13 1 de 2	2 días	Carlos Sarasti Auditor	05/05/2010		

EMPRESA PETROLERA ECUADOR					
SUMARIA DEL RUBRO D.1.1.1 PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO					
AÑO 2009					
(Expresado en dólares)					
CODIGO	AFE	DESCRIPCION	INVERSIONES ACUMULADAS		SALDO AJUSTADO
			2009	2008	
D.1.1.1		PREPARACION DEL SITIO DE PERFORACION Y CONSTRUCCION VIAS DE ACCESO A LOS POZOS MOVILIZACION, ETC			
D.1.1.1-a	02DRI013	PERFORACION POZO DE DESARROLLO V-13H	4,537.45	4,537.45	-
D.1.1.1-a	SJSBV014	PERFORACION POZO V-14	9,983,696.92	9,983,696.92	-
D.1.1.1-a	SJSBV015	PERFORACION POZO VILLANO 15	12,894,578.78	12,894,578.78	-
D.1.1.1-a	SJSBV016	PERFORACION POZO VILLANO 16	15,315,038.37	15,365,236.12	(50,197.75)
D.1.1.1-a	SJSBV017	PERFORACION POZO VILLANO 17	2,501,465.84	2,501,465.84	-
D.1.1.1-a	SJSBV018	PERFORACION POZO VILLANO 18	298,028.76	(809,001.95)	1,107,030.71
D.1.1.1-a	SJSBV019	PERFORACION POZO VILLANO 19	1,236,489.91	-	1,236,489.91
D.1.1.1-a	SJSBV020	PERFORACION POZO VILLANO 20	1,112,980.79	-	1,112,980.79
D.1.1.1-a	SJSBV416	VILLANO 16 SIDE TRACK 4	3,415,580.91	3,307,676.55	107,904.36
D.1.1.1-a	SJSBVFS4		201,668.01	-	201,668.01
D.1.1.1-a	SJSBVS09	VILLANO 09 SIDE TRACK	5,169,081.43	5,224,779.50	(55,698.07)
D.1.1.1-a	SJSBVS13	VILLANO 13 SIDE TRACK	(164,541.47)	(164,541.47)	-
D.1.1.1-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	8,455,253.77	8,925,326.03	(470,072.28)
D.1.1.1-a	SJSCV014	COMPLETACION POZO B-14	155.19	155.19	-
D.1.1.1-a	SJSCV015	VILLANO 15 COMPLETACION	1,753,068.18	1,753,068.18	-
D.1.1.1-a	SJSCV016	VILLANO 16 COMPLETACION	1,729,348.38	1,734,824.24	(5,475.86)
D.1.1.1-a	SJSCV416	VILLANO 16 ST 4 COMPLETACION	513,078.41	514,644.17	(1,565.76)
D.1.1.1-a	SJSCV017	VILLANO 17 COMPLETACION	(70,051.34)	(70,051.34)	-
D.1.1.1-a	SJSCV018	VILLANO 18 COMPLETACION	(56,729.65)	(56,729.65)	-
D.1.1.1-a	SJSCV019	VILLANO 19 COMPLETACION	236,876.37	-	236,876.37
D.1.1.1-a	SJSCV020	VILLANO 20 COMPLETACION	257,357.70	-	257,357.70
D.1.1.1-a	SJSDA004	OTROS SERVICIOS	944.47	944.47	-
		SUBTOTAL D.1.1.1	64,787,907.18	61,110,609.05	3,677,298.13
D.1.1.2		TRANSPORTE AEREO, FLUVIAL, MARITIMO Y TERRESTRE DE PERSONAL EQUIPO, MATERIALES Y VITUALLAS			
D.1.1.2-a	SJSBV014	PERFORACION POZO V-14	2,303,771.18	2,303,771.18	-
D.1.1.2-a	SJSBV015	PERFORACION POZO V-15	2,451,453.61	2,451,453.61	-
D.1.1.2-a	SJSBV016	PERFORACION POZO V-16	2,540,772.88	2,540,772.88	-
D.1.1.2-a	SJSBV416	VILLANO 16 SIDE TRACK 4	596,444.59	596,444.59	-
D.1.1.2-a	SJSBV017	PERFORACION POZO V-17	3,086,840.99	3,086,840.99	-
D.1.1.2-a	SJSBV018	PERFORACION POZO V-18	782,603.58	-	782,603.58
D.1.1.2-a	SJSBV019	PERFORACION POZO V-19	783,064.10	-	783,064.10
D.1.1.2-a	SJSBV020	PERFORACION POZO V-20	782,603.59	-	782,603.59
D.1.1.2-a	SJSBV416		3,332.00	-	3,332.00
D.1.1.2-a	SJSBVS09	VILLANO 09 SIDE TRACK	352,784.22	352,784.22	-
D.1.1.2-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	1,428,127.98	1,451,027.11	(22,899.13)
D.1.1.2-a	SJSCV014	COMPLETACION VILLANO B-14	560,467.97	560,467.97	-
D.1.1.2-a	SJSCV015	VILLANO 15 COMPLETACION	227,732.45	227,732.45	-
D.1.1.2-a	SJSCV016	VILLANO 16 COMPLETACION	129,180.47	129,180.47	-
D.1.1.2-a	SJSCV017	VILLANO 17 COMPLETACION	76,257.62	76,257.62	-
D.1.1.2-a	SJSCV019	PERFORACION POZO V-19	112,816.19	-	112,816.19
D.1.1.2-a	SJSCV020	PERFORACION POZO V-20	112,816.20	-	112,816.20
D.1.1.2-a	SJSCV416	VILLANO 16 ST 4 COMPLETACION	487,637.72	487,637.72	-
		SUBTOTAL D.1.1.2	16,818,707.34	14,264,370.81	2,554,336.53
D.1.1.3		GASTOS DE MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACION DE BIENES Y SERVICIOS DE ATENCION			
D.1.1.3-a	SJSBV014	PERFORACION POZO V-14	146,622.24	146,622.24	-
D.1.1.3-a	SJSBV015	PERFORACION POZO V-15	144,916.74	144,916.74	-
D.1.1.3-a	SJSBV016	PERFORACION POZO V-16	233,260.43	233,260.43	-
D.1.1.3-a	SJSBV416	VILLANO 16 SIDE TRACK 4	34,692.78	34,692.78	-
D.1.1.3-a	SJSBV017	PERFORACION POZO V-17	255,989.22	255,989.22	-
D.1.1.3-a	SJSBV018	PERFORACION POZO V-18	22,191.85	-	22,191.85
D.1.1.3-a	SJSBV019	PERFORACION POZO V-19	22,191.85	-	22,191.85
D.1.1.3-a	SJSBV020	PERFORACION POZO V-20	22,191.85	-	22,191.85
D.1.1.3-a	SJSBVS09	VILLANO 09 SIDE TRACK	69,580.70	69,580.70	-
D.1.1.3-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	94,300.59	94,409.44	(108.85)
D.1.1.3-a	SJSCV014	COMPLETACION POZO B-14	30,147.78	30,147.78	-
D.1.1.3-a	SJSCV015	VILLANO 15 COMPLETACION	29,283.08	29,283.08	-
D.1.1.3-a	SJSCV016	VILLANO 16 COMPLETACION	28,952.75	28,952.75	-
D.1.1.3-a	SJSCV416	VILLANO 16 ST 4 COMPLETACION	19,436.53	19,436.53	-
D.1.1.3-a	SJSCV017	VILLANO 17 COMPLETACION	2,419.72	2,419.72	-
D.1.1.3-a	SJSCV018	VILLANO 18 COMPLETACION	-	-	-
D.1.1.3-a	SJSCV019	PERFORACION POZO V-19	9,940.43	-	9,940.43
D.1.1.3-a	SJSCV020	PERFORACION POZO V-20	9,882.73	-	9,882.73
		SUBTOTAL D.1.1.3	1,176,001.27	1,089,711.41	86,289.86

D.1.1.4		SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN, APOYO Y OPERATIVO EN LA ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN			
D.1.1.4-a	SJSBV014	PERFORACION POZO V-14	346,052.09	346,052.09	-
D.1.1.4-a	SJSBV015	PERFORACION POZO V-15	293,475.55	293,475.55	-
D.1.1.4-a	SJSBV016	PERFORACION POZO V-16	504,155.27	504,155.27	-
D.1.1.4-a	SJSBV416	VILLANO 16 SIDE TRACK 4	12,290.94	12,290.94	-
D.1.1.4-a	SJSBV017	PERFORACION POZO V-17	604,462.19	604,462.19	-
D.1.1.4-a	SJSBV018	PERFORACION POZO V-18	266,721.90	11,928.00	254,793.90
D.1.1.4-a	SJSBV019	PERFORACION POZO V-19	441,866.16	-	441,866.16
D.1.1.4-a	SJSBV020	PERFORACION POZO V-20	262,456.13	-	262,456.13
D.1.1.4-a	SJSBV416		(15,403.54)	-	(15,403.54)
D.1.1.4-a	SJSBVS09	VILLANO 09 SIDE TRACK	9,661.08	9,661.08	-
D.1.1.4-a	SJSBVS13	VILLANO 13 SIDE TRACK	(81,013.75)	(81,013.75)	-
D.1.1.4-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	144,256.08	144,256.56	(0.48)
D.1.1.4-a	SJSCV014	COMPLETACION POZO B-14	37,694.73	37,694.73	-
D.1.1.4-a	SJSCV015	VILLANO 15 COMPLETACION	13,917.46	13,917.46	-
D.1.1.4-a	SJSCV016	VILLANO 16 COMPLETACION	32,541.28	32,541.28	-
D.1.1.4-a	SJSCV017	VILLANO 17 COMPLETACION	28,280.15	28,280.15	-
		SUBTOTAL D.1.1.4	2,901,413.72	1,957,701.55	943,712.17
D.1.1.8		COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES			
D.1.1.8-a	SJSBV014	PERFORACION POZO V-14	472,487.84	472,487.84	-
D.1.1.8-a	SJSBV015	PERFORACION POZO V-15	617,871.83	617,871.83	-
D.1.1.8-a	SJSBV016	PERFORACION POZO V-16	752,396.91	752,396.91	-
D.1.1.8-a	SJSBV416	VILLANO 16 SIDE TRACK 4	129,303.83	129,303.83	-
D.1.1.8-a	SJSBV017	PERFORACION POZO V-17	683,307.00	683,307.00	-
D.1.1.8-a	SJSBV018	PERFORACION POZO V-18	55,322.34	-	55,322.34
D.1.1.8-a	SJSBV019	PERFORACION POZO V-19	55,322.34	-	55,322.34
D.1.1.8-a	SJSBV020	PERFORACION POZO V-20	55,324.64	-	55,324.64
D.1.1.8-a	SJSBVS09	VILLANO 09 SIDE TRACK	102,686.91	102,686.91	-
D.1.1.8-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	388,273.55	388,273.55	-
D.1.1.8-a	SJSCV014	COMPLETACION POZO B-14	28,509.62	28,509.62	-
D.1.1.8-a	SJSCV015	VILLANO 15 COMPLETACION	33,997.50	33,997.50	-
D.1.1.8-a	SJSCV016	VILLANO 16 COMPLETACION	12,941.47	12,941.47	-
D.1.1.8-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	91,549.35	91,549.35	-
D.1.1.8-a	SJSCV017	VILLANO 17 COMPLETACION	20,207.62	20,207.62	-
D.1.1.8-a	SJSCV018	VILLANO 18 COMPLETACION	-	-	-
D.1.1.8-a	SJSCV019	PERFORACION POZO V-19	12,119.12	-	12,119.12
D.1.1.8-a	SJSCV020	PERFORACION POZO V-20	12,119.12	-	12,119.12
D.1.1.8-a	SJSCV416	COMPLETACION POZO V16	(5,917.40)	-	(5,917.40)
		SUBTOTAL D.1.1.8	3,517,823.59	3,333,533.43	184,290.16
D.1.1.12		GASTOS GENERALES ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD			
D.1.1.12-a	02DR1024	OVERHEAD	1,603,095.32	1,420,259.38	(182,835.94)
D.1.1.12-a	SJSBV014	PERFORACION POZO V-14	131,864.84	131,864.84	-
D.1.1.12-a	SJSBV015	PERFORACION POZO V-15	37,324.69	37,324.69	-
D.1.1.12-a	SJSBV016	PERFORACION POZO V-16	94,951.48	94,951.48	-
D.1.1.12-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	32,729.98	32,729.98	-
D.1.1.12-a	SJSBV017	PERFORACION POZO V-17	151,349.05	151,349.05	-
D.1.1.12-a	SJSBV019	PERFORACION POZO V-19	9,352.38	-	9,352.38
D.1.1.12-a	SJSBVS09		11,368.98	11,368.98	-
D.1.1.12-a	SJSCV014	COMPLETION POZO B-14	30,608.28	30,608.28	-
D.1.1.12-a	SJSCV016	VILLANO 16 COMPLETACION	83.36	83.36	-
D.1.1.12-a	SJSCV416	VILLANO 16 ST 4 COMPLETACION	12,187.18	12,187.18	-
		SUBTOTAL D.1.1.12	2,114,915.54	1,922,727.22	(173,483.56)
D.1.2		COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION			
D.1.2-a	SJSBV014	PERFORACION POZO V-14	1,480,496.81	1,480,496.81	-
D.1.2-a	SJSBV015	PERFORACION POZO V-15	1,539,302.62	1,686,010.64	(146,708.02)
D.1.2-a	SJSBV016	PERFORACION POZO V-16	3,093,239.93	3,132,755.05	(39,515.12)
D.1.2-a	SJSBV416	VILLANO 16 SIDE TRACK 4	164,312.01	164,312.01	-
D.1.2-a	SJSBV017	PERFORACION POZO V-17	3,424,403.00	3,463,918.10	(39,515.10)
D.1.2-a	SJSBV018	PERFORACION POZO V-18	2,577.68	-	2,577.68
D.1.2-a	SJSBV019	PERFORACION POZO V-19	17,998.74	-	17,998.74
D.1.2-a	SJSBV020	PERFORACION POZO V-20	17,272.35	-	17,272.35
D.1.2-a	SJSBVS09	VILLANO 09 SIDE TRACK	94,249.59	94,249.59	-
D.1.2-a	SJSBVS16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	179,218.35	179,218.35	-
D.1.2-a	SJSCV014	COMPLETION POZO B-14	434,089.69	434,089.69	-
D.1.2-a	SJSCV015	VILLANO 15 COMPLETACION	299,356.59	299,356.59	-
D.1.2-a	SJSCV016	VILLANO 16 COMPLETACION	93,807.01	93,807.01	-
D.1.2-a	SJSCV416	VILLANO 16 ST 4 COMPLETACION	26.71	26.71	-
D.1.2-a	SJSCV017	VILLANO 17 COMPLETION	546,304.01	546,304.01	-
		SUBTOTAL D.1.2	11,386,655.09	11,574,544.56	(187,889.47)
		SUBTOTAL PERFORACION DE POZOS ADICION	102,703,423.73	95,253,198.03	7,084,553.82

WEATH

R.U.C.

TICKET DE
SERVICIO y/o
MATERIALES # 00012

CLIENTE: PETROLERA ECUADOR
DIRECCION
SOLICITADL.
LOCACION: VILLANO 02 (AOE 01)
ORDEN No.: CONTRATO 125215

R.U.C.:
TELEFONO:
REVISADO POR:
FECHA: 19 DE AGOSTO DE 2009

Item	Cant. H	DESCRIPCION	SERIE	CANT. U/M	CODIGO DE ITEM	PRECIO UNITARIO	DES %	PRECIO TOTAL
10	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. INTEGRAL BLADES STABILIZER OO BLADES; 4 13/16" OD BODY; 2 1/4" ID; 6.87' LONG TOTAL, CONN 3 1/2" IF PIN-BOX	0006702	7.00	DIAS	3,77.00	10.00	277.20
11	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. HYDRAULIC DRILLING JAR DAILEY 4 3/4" OD; 2 1/4" ID; 30.79' LONG. TOTAL; CONN 3 1/2" IF PIN-BOX. SERIE 1420-1796 ASSY	0000172	7.00	DIAS	2,70.01	10.00	261.26
12	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. REDRESS DE JAR WTF N5. 004923.	0049202	7.00	DIAS	2,33.04	10.00	3,146.22
13	1	CASING SCRAPER BILCO FOR 9 5/8" CSG. 6" OD T.S, 18" LONG. T.S. 6" OD F.N. 18 1/4" LONG. F.N. 2" ID, 4.74' LONG. TOTAL, 4.40' LONG. EFFECT, CONN 4 1/2" REG PIN - BOX (REVISADO)	0045802	1.00	REDRES	2,83.04	10.00	2,793.78
14	1	DIAS STANDBY DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009.	0045802	7.00	DIAS	2,85.00	10.00	723.49
15	1	CASING SCRAPER BILCO FOR 7" CSG; 4 3/8" OD; 16 1/4" OD LONG. T.S; 18 3/8" LONG. F.N. 1 1/4" ID; 4.61' LONG. TOTAL, 4.31' LONG. EFFECT, CONN 3 1/2" REG PIN-BOX	0045802	7.00	DIAS	2,85.00	10.00	640.33
16	1	DIAS STANDBY DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009.	0045802	7.00	DIAS	2,85.00	10.00	221.76
17	1	ROTARY SUB 4 3/4" OD F.N. 10 3/4" LONG. F.N. 5 3/4" OD T.S. 11 3/4" LONG. T.S, 2 1/4" ID, 2.68' LONG TOTAL, 1.99' LONG EFFECT. CONN4 1/2" REG PIN X 3 1/2" IF PIN	0020987	7.00	DIAS	2,77.04	10.00	221.76
18	1	DIAS ADICIONALES EN RENTAL DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009.	0020987	7.00	DIAS	2,77.04	10.00	221.76
19	1	BIT SUB 4 11/16" OD F.N. 2.03' LONG. F.N. 5 3/4" OD T.S. 25 1/2" LONG. T.S, 2 7/8" ID, 4.24' LONG. TOTAL, CONN 3 1/2" IF BOX X 4 1/2" REG BOX CON ID FV (4R).	0020147	7.00	DIAS	2,77.04	10.00	277.20
20	1	DIAS ADICIONALES EN RENTAL DEL 20 DE JULIO AL 25 DE AGO. / 2009.	0020147	37.00	DIAS	2,77.03	10.00	1,328.00
21	5	TUBING 2 7/8" OD, 6.4#, CONEXECION EUE		155.00	FT DIAS	2,44.00	10.00	195.30
22	7	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009.		7.00	DIAS	2,88.01	10.00	443.52
23	1	ROTARY SLIP TYPE VARCO FOR 2 7/8"	00180-002171F	7.00	DIAS	2,11.01	10.00	325.71
24	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009.	0002907	37.00	DIAS	2,84.01	10.00	2,051.28
25	1	TBG (ELEVATOR) SETCO TYPE YT 75 TON RANGE 1.050" TO 2 7/8" OD. FOR LINKS 350 TON		7.00	DIAS	2,11.01	10.00	325.71
26	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009.		7.00	DIAS	2,11.01	10.00	325.71
27	1	SAFETY CLAMP AOT TYPE "T", 1 1/8" - 4 1/2" OD RANGE.		7.00	DIAS	2,11.01	10.00	325.71
28	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 DE JULIO AL 25 DE AGOSTO / 2009.		37.00	DIAS	2,84.01	10.00	2,051.28
SUMAN:		SUBTOTAL HASTA PAG:2 de 4						26,580.99

ADJUNTO: G.R. 30483-30491-30497-30498-30499-30500-30501-30502-30503-30504-30505-30506-30507-29918-29921-29922; D.T.R. ; R.M. G.R. 10719-10721

REFERENCIA: OIT. 260-306-308-309-09-H (T.S. WTF N5. 50000490-50000493)

SERVICIO APROBADO POR:
FIRMA
FECHA

NOMBRE FACTURADOR:
FIRMA
FECHA

WEATH

R.U.C.

**TICKET DE
SERVICIO y/o
MATERIALES # 00012**

CLIENTE: PETROLERA ECUADOR
DIRECCION
SOLICITAD:
LOCACION: VILLANO 02 (AOE 01)
ORDEN No.: CONTRATO 125215

R.U.C.:
TELEFONO:
REVISADO POR:
FECHA: 19 DE AGOSTO DE 2009

Item	Cant. H	DESCRIPCION	SERIE	CANT. U/M	CODIGO DE ITEM	PRECIO UNITARIO	DES. %	PRECIO TOTAL
10	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. INTEGRAL BLADES STABILIZER OO BLADES; 4 13/16" OD BODY; 2 1/4" ID; 6.87' LONG TOTAL; CONN 3 1/2" IF PIN-BOX	9008720	7.00	DAS	3,77.04	10.00	277.20
11	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. HYDRAULIC DRILLING JAR DAILEY 4 3/4" OD; 2 1/4" ID; 30.79' LONG. TOTAL; CONN 3 1/2" IF PIN-BOX. SERIE 1420-1796 ASSY	0030112	7.00	DAS	2,70.01	10.00	261.26
12	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. REDRESS DE JAR WTF N.º. 004923. CASING SCRAPER BILCO FOR 9 5/8" CSG. 6" OD T.S. 18" LONG. T.S. 6" OD F.N. 18 1/4" LONG. F.N. 2" ID. 4.74' LONG. TOTAL. 4.40' LONG. EFFECT. CONN 4 1/2" REG PIN - BOX. (REVISADO)	004923E	7.00	DAS	2,33.04	10.00	3,146.22
13	1	DIAS STANDBY DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. CASING SCRAPER BILCO FOR 7" CSG; 4 3/8" OD; 18 1/4" OD LONG. T.S. 18 3/8" LONG. F.N. 1 1/4" ID. 4.81' LONG. TOTAL. 4.31' LONG. EFFECT. CONN 3 1/2" REG PIN-BOX	0045480	7.00	DAS	2,85.00	10.00	723.49
14	1	DIAS STANDBY DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. ROTARY SUB 4 3/4" OD F.N. 10 3/4" LONG. F.N. 5 3/4" OD T.S. 11 3/4" LONG. T.S. 2 1/4" ID. 2.68' LONG. TOTAL. 1.99' LONG. EFFECT. CONN 4 1/2" REG PIN X 3 1/2" IF PIN	004920F	7.00	DAS	2,85.00	10.00	640.33
15	1	DIAS ADICIONALES EN RENTAL DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. BIT SUB 4 11/16" OD F.N. 2.03' LONG. F.N. 5 3/4" OD T.S. 25 1/2" LONG. T.S. 2 7/8" ID. 4.24' LONG. TOTAL. CONN 3 1/2" IF BOX X 4 1/2" REG BOX CON ID FV (4R).	002598F	7.00	DAS	3,77.04	10.00	221.76
16	1	DIAS ADICIONALES EN RENTAL DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. BIT SUB 4 11/16" OD, 2 7/16" ID, 1.60' LONG. TOTAL, CONN-3 1/2" REG BOX X 3 1/2" IF BOX ID FV (2F)	002614F	37.00	DAS	3,77.03	10.00	1,328.00
18	1	TUBING 2 7/8" OD, 6.4#, N80, CONEXECION EUE DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. ROTARY SLIP TYPE VARCO FOR 2 7/8"	J	155.00	PT DAS	2,44.00	10.00	195.30
19	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. TRG (ELEVATOR) SETCO TYPE YT 75 TON RANGE 1.050" TO 2 7/8" OD. FOR LINKS 350 TON	003005F	7.00	DAS	3,88.01	10.00	443.52
20	1	DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 AL 26 DE JULIO / 2009. SAFETY CLAMP AOT TYPE "T", 1 1/8" - 4 1/2" OD RANGE.	00183-002171F	7.00	DAS	2,11.01	10.00	325.71
		DIAS ADICIONALES EN RENTA DEL 20 DE JULIO AL 25 DE AGOSTO / 2009.	003005F	37.00	DAS	2,84.01	10.00	2,051.28
SUMAN:						SUBTOTAL HASTA PAG:2 de 4		26,580.99

ADJUNTO: G.R. 30483-30491-30492-30493-30494-30495-30496-30497-30498-30499-30500-30501-30502-30503-30504-30505-30506-30507-30508-30509-30510-30511-30512-30513-30514-30515-30516-30517-30518-29918-29921-29922; D.T.R. ; R.M. G.R. 10719-10721

REFERENCIA: OIT. 260-306-308-309-09-H (T.S. WTF N.º. 50000490-50000493)

SERVICIO APROBADO POR:
FIRMA
FECHA:

NOMBRE FACTURADOR:
FIRMA:
FECHA:

El Precio Global del Contrato se detalla de la siguiente forma:

No.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CONDUTO REV.1 COSTO US\$
1	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN		
1.1	Movilización y Desmovilización de la CONTRATISTA hasta CPF	GL	\$ 95,267.32
	Subtotal 1		\$ 95,267.32
2	CIVIL / ESTRUCTURAL		
2.1	Cimentaciones de concreto-Separador Bifásico	GL	\$ 146,501.75
2.2	Cimentaciones de concreto-Tanque 5000 bls	GL	\$ 125,094.11
2.3	Muro de Concreto-Area Tanques	GL	\$ 70,034.70
2.4	Instalación de estructuras metálicas	GL	\$ 30,784.00
2.5	Ampliación Via de Acceso, incluye ampliación de pantalla y Modificación de Escalera	GL	\$ 22,763.86
	Subtotal 2		\$ 395,178.42
3	MECÁNICO / TUBERÍAS		
3.1	Montaje de Tanque de 5000bbbs (incluye pintura, pruebas y Sistema de Protección Catódica)	GL	\$ 242,100.00
3.2	Instalación de tubería aérea/enterrada, recubrimiento, pruebas	GL	\$ 252,167.31
	Subtotal 3		\$ 494,267.31
4	ELECTRICO / INSTRUMENTACIÓN		
4.1	Instalación de sistema eléctrico y de instrumentación	GL	\$ 97,500.00
4.2	Instalación de sistema eléctrico y de instrumentación de Tanque		
	Subtotal 4		\$ 97,500.00
5	CAMPAMENTO TEMPORAL		
5.1	Provisión de campamento temporal para todo el personal de la Contratista (incluyendo Sistema de Radio y Campers para Oficina)	GL	\$ 86,745.00
	Subtotal 5		\$ 86,745.00
	Precio Global 1+2+3+4+5	GL	\$ 1,168,958.05

6.	Tarifa Diaria de Precomisionamiento, Comisionamiento y Arranque (en base a cuadrilla tipo para Comisionamiento y Arranque)	Día	\$ 1,481.25
7.	Tarifa Diaria de Stand-by (en base a cuadrilla tipo para Comisionamiento y Arranque)	Día	\$ 1,185.00

El correspondiente Impuesto al Valor Agregado deberá ser añadido al Precio Global.

El Precio Global de la CONTRATISTA considera el TRABAJO a ser culminado en 133 días calendario, de acuerdo con el Cronograma de Trabajo debidamente aprobado por la COMPAÑÍA. En caso de que se presenten retrasos debido a razones atribuibles a la COMPAÑÍA, la CONTRATISTA únicamente será pagada por la tarifa diaria de stand-by establecida por el tiempo de retraso atribuido a la COMPAÑÍA. En caso de que se presenten retrasos debido a razones atribuibles a la CONTRATISTA, a la CONTRATISTA se le deducirá de las facturas adeudadas, el 1% del Precio Global, por cada día de retraso, que afecte el tiempo total de la construcción, hasta un máximo de diez días, o caso contrario, a su mejor criterio la COMPAÑÍA podrá efectivizar la Garantía de Fiel Cumplimiento de CONTRATO. Luego de este período de 10 días, la COMPAÑÍA dará por terminado el CONTRATO con todas las implicaciones legales que esto acarrea.

4. CRONOGRAMA DE PAGO

La COMPAÑÍA deberá pagar a la CONTRATISTA, a través del pago del Precio Global, de la siguiente manera:

- 30% del Precio Global como Pago Anticipado a ser pagado por la COMPAÑÍA sobre la movilización de la CONTRATISTA hacia el LUGAR DEL TRABAJO. La factura por este pago adelantado deberá ser plenamente justificada por medio de una "Póliza de Seguro de Buen Uso de Anticipo" o por medio de una "garantía Bancaria de Buen Uso de Anticipo" emitida a favor de la COMPAÑÍA por el monto equivalente al Pago Anticipado y emitida por el período de duración del CONTRATO.
- 90% del Precio Global, será facturado y pagado en base al progreso mensual, deduciendo de cada factura que emita la CONTRATISTA, el cincuenta por ciento (50%) del valor de la factura hasta terminar de devengar el valor total del Pago Anticipado.
- 10% del Precio Global, será facturado y pagado luego de la firma por parte de la COMPAÑÍA, del Certificado de Aceptación Final.

INSTALACIÓN DEL TERCER SEPARADOR BIFÁSICO EN VILLANO "A"		<input type="checkbox"/> Contract Change Request <input checked="" type="checkbox"/> Contract Change Order SEPTQ-04																							
Contractor : Contractor Number : Description :	CONDUTO 125626 Instalación del Separador Bifásico en VA	Initiated By : <input type="checkbox"/> AOE <input checked="" type="checkbox"/> Contractor	Date : 05-Nov-09																						
Contractor agrees to Furnish and deliver all items and perform all Work described herein and On Any continuation pages hereto for the consideration shown herein. The rights and obligations of the parties shall be governed by the above referenced Contract, this Contract Change Order, and such provisions, representations, certifications and specifications as are attached or incorporated by reference herein.																									
Work Scope Description : (attach sheets if necessary) Pilotaje de tubería en Villano B para Skidding del Taladro <table style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 80%;">a) Hincado de pilotes de 12"</td> <td style="text-align: right;">7.797,60</td> </tr> <tr> <td>b) Pegas en Pilotes de 12"</td> <td style="text-align: right;">936,00</td> </tr> <tr> <td>c) Provisión y suelda de placas (tapas) sobre pilotes</td> <td style="text-align: right;">540,00</td> </tr> <tr> <td>d) Soldadura de arriostramientos de 12" en pilotes</td> <td style="text-align: right;">1.080,00</td> </tr> <tr> <td>e) Armado y desarmado de grúa para el ingreso a VB</td> <td style="text-align: right;">10.800,00</td> </tr> </table> Para estos trabajos se ha considerao la provisión de personal, equipo, materiales consumibles y equipos de seguridad apropiados. Cost Code: 50% 611905-1634-02-5JSCV019-365-0000-0000-005 / 50% 611905-1634-02-5JSCV020-365-0000-0000-005				a) Hincado de pilotes de 12"	7.797,60	b) Pegas en Pilotes de 12"	936,00	c) Provisión y suelda de placas (tapas) sobre pilotes	540,00	d) Soldadura de arriostramientos de 12" en pilotes	1.080,00	e) Armado y desarmado de grúa para el ingreso a VB	10.800,00												
a) Hincado de pilotes de 12"	7.797,60																								
b) Pegas en Pilotes de 12"	936,00																								
c) Provisión y suelda de placas (tapas) sobre pilotes	540,00																								
d) Soldadura de arriostramientos de 12" en pilotes	1.080,00																								
e) Armado y desarmado de grúa para el ingreso a VB	10.800,00																								
Contractor's Response : Submitted for Approval (Contractor is NOT Authorized to Proceed)																									
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th colspan="2" style="text-align: left; padding: 2px;">Cost Breakdown (US\$):</th> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Labor :</td> <td style="padding: 2px;">_____</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Materials :</td> <td style="padding: 2px;">_____</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Equipment :</td> <td style="padding: 2px;">_____</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Other :</td> <td style="padding: 2px; text-align: right;">\$21.153,60</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">TOTAL :</td> <td style="padding: 2px; text-align: right;">\$21.153,60</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="padding: 2px; font-size: small;">* See attached Estimate Sheet</td> </tr> </table>	Cost Breakdown (US\$):		Labor :	_____	Materials :	_____	Equipment :	_____	Other :	\$21.153,60	TOTAL :	\$21.153,60	* See attached Estimate Sheet		<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="text-align: left; padding: 2px;">Schedule Dates :</th> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Start :</td> <td style="padding: 2px;">_____</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Complete :</td> <td style="padding: 2px; text-align: center;">29-Oct-09</td> </tr> </table>	Schedule Dates :	Start :	_____	Complete :	29-Oct-09	<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="text-align: left; padding: 2px;">Schedule Impact :</th> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">Change Has Schedule Impact ?</td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px; text-align: center;"> <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No </td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px; font-size: small;">If yes, attach man-loaded schedule describing impact.</td> </tr> </table>	Schedule Impact :	Change Has Schedule Impact ?	<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No	If yes, attach man-loaded schedule describing impact.
Cost Breakdown (US\$):																									
Labor :	_____																								
Materials :	_____																								
Equipment :	_____																								
Other :	\$21.153,60																								
TOTAL :	\$21.153,60																								
* See attached Estimate Sheet																									
Schedule Dates :																									
Start :	_____																								
Complete :	29-Oct-09																								
Schedule Impact :																									
Change Has Schedule Impact ?																									
<input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No																									
If yes, attach man-loaded schedule describing impact.																									
Contractor : _____		Date: 10-11-09																							
For AOE Use Only																									
AOE Endorsements / Approval : _____ Engineering : _____ Construction : _____ Project Control : _____ Contract Admin : _____	Contract Value : _____ Contract Award Value : \$1.168.958,05 Previous CCO's : \$34.776,16 This CCO : \$21.153,60 Current Contract Value : \$1.224.887,81																								
Final Approval (Approval to Proceed) : _____		Date : _____																							
Distribution: Original - Contractor																									

PETROLERA ECUADOR

LINE	I.C.	ORG	DESCRIPTION	UOM	QTY	UNIT PRICE	TOTAL
1		1C3	Casing 30" wall thickness 1 inch, 309 lb/ft. X-65 API 5L ASTM, PE - Pozo V18H. Accepted 30 inch casing, 1 inch wall thickness, 310 lbs/ft API 5L (Marked X56) with yield exceeds 65,000 API5L (X-65) per Noramco e-mail quote Aug 27	Feet	160	290.00	46,400.00

PURCHASE ORDER

PO: 125990

ISSUE DATE: 21/09/2009

AMENDMENT No: 0

AMENDMENT DATE

SUPPLIER: NORTH AMERICAN TRADING CORP

ACR No 102-2008

NORAMCO

BUYER MR. FERNANDO REYES

ADDRESS : 13901 Hwy 105W
Conroe, Texas
US

REQUESTING DEP: DRILLING

CLASS: A

PHONE / FAX: 588 1010 / -

BILL TO

Quito, Ecuador

ORIGINAL DOCUMENT 6556

CURRENCY: USD

SHIP TO: Houston / Panalpina, INC

PAYMENT TERMS: NET 30 DAYS

Telephone:(281)

SHIP MODE: FO

FREIGHT TERMS FCA

REQUIRED DATE 25/09/2009

FOB POINT HOUSTON

REMARKS DRL- 30 INCH CASING FOR NEW WELLS - PR-6556 // DELIVERY CPF WHSE

B Cía. Ltda.



**TC DEPARTAMENTO DE
ASEGURAMIENTO DE LA
CALIDAD**

ACTA ENTREGA DEL PRODUCTO

PETROLERA ECUADOR

CLIENTE:

PRODUCTO: Prefabricación Tanque API 650 de 5000 BBLs

PROYECTO: O-0098A

Por medio de presente, la Empresa B Cía. Ltda. realiza la entrega de la prefabricación de 1 Tanque API 650 de 5000 BBLs WS1 , correspondiente al PO 1256 , a satisfacción total del Cliente, fabricado en la planta de B Septiembre del 2009, cumpliendo con los requisitos especificados por el cliente y con las de nuestra compañía.

Quito, 9 de Octubre del 2009

Representante del Proveedor
B Cía. Ltda. PETROLERA ECUADOR

Representante del Cliente

ecuator

TC Departamento de Aseguramiento de la Calidad

**EMPRESA PETROLERA ECUADOR
RESOLUCIONES COMITÉ DE ADMINISTRACIÓN
AÑO 2009**

009	RESOLUCIÓN No.	FECHA APROBACIÓN M.O.A.	DETALLE	AUTORIZACION	DEPARTAMENTO EMISOR	PROVEEDOR	COSTO ESTIMADO
	001-2008	01/04/08	Subcontratación con Hotel Rizzo para Hospedaje de Indígenas	Por servicios de hospedaje para reuniones y foros de Agip Oil Ecuador, para el periodo	Relaciones Comunitarias	HOTEL RIZZO	160.000
	002-2008	01/04/08	Adquisición de Pasajes Aéreos y Servicios Conexos	Incluye el incremento de fondos por US \$ 204.000, en consideración a los valores	Negocios	SEITUR	574.000
	003-2008	01/10/08	Subcontratación de Servicios de Operación y Mantenimiento de la Unidad Top Drive (Autorizada por Resolución No. 062-2007)	Servicios de mantenimiento de la unidad Top Drive durante las operaciones de reacondicionamiento de pozo V16HST2 por US \$ 113.195 que se carga a la partida C.2. (Costos de Técnicos y gastos de viaje)	Operaciones/Perforación	TESCO	257.955
	004-2008				ANULADA		
	005-2008	01/10/08	Subcontratación de Servicios de Tubería Pesada de Perforación (Autorizado por Resolución No. 037-2007)	Autoriza los trabajos de extensión del contrato para tubería pesada en reacondicionamiento de V 16HST2, alquiler de juntas de 3 1/2" y 5" utilización de taladro, por un valor de US \$ 539.578 y un 10% de contingencias	Operaciones/Perforación	NABORS DRILLING SERVICES	795.261
	006-2008	01/10/08	Alquiler de una Cargadora Frontal para las Operaciones de Perforación (Autorizado por Resolución No. 053-2007)	Incrementar el contrato de servigruas por alquiler de una cargadora frontal para el pozo V16HST2 por un valor de US \$ 48.450, costos que serán cargados en la partida C.2. Incluye renta, movilización, y contingencias	Operaciones/Perforación	SERVIGRUAS	341.737
	007-2008	01/10/08	Liquidación Provisional de Ingresos para el Mes de Enero del Año 2008	Aprobar la liquidación provisional de Ingresos del Bloque 10 por la Unidad de Administración de Contratos por el mes de enero del 2008, de acuerdo como estipula el contrato cláusula No. 12.11.1	Negocios	PETROECUADOR	
	008-2008	01/10/08	Baja de Activos	Aprobar la baja de activos de Camionetas Ford, Ford Explorer, Land Rover, Centrifli switchgear y grúa omega adjuntos en Anexo 1 del libro de inventarios de la Empresa	Negocios		
	009-2008	01/17/08	Subcontratación de Servicios de Gestión de Grúas	Autoriza subcontratar los servicios de gestión para operación y mantenimiento	Operaciones/Proyectos	SERVIGRUAS, GRUAS ATLAS Y MAMUT	140.000
	010-2008	01/17/08	Chinook	Autorizar la extensión de helicóptero con la compañía ICARO por 6 meses hasta finales de junio del 2008 por US \$ 3.398.760 para pozos V16HST2 y V16 St3.	ANULADA		
	011-2008	01/17/08	Liquidación Provisional de Ingresos para el Mes de Febrero del Año 2008	Aprobar la liquidación provisional de Ingresos del Bloque 10 por la Unidad de	Negocios	PETROECUADOR	
	012-2008	01/31/08	Compra de Variador de Velocidad y de Panel de Control Local para Instalación de la Quinta Bomba de Inyección de Agua en Villano	Compra de variador de velocidad VSD para arranque y control de flujo y un panel local de control LCP, que son necesarios para poner en servicio la quinta bomba del sistema de inyección de villano A y autorizar el listado de proveedores invitados para la compra.	Operaciones/Proyectos	INELEC-SIEMENS-W. INDUSTRIES-LA LLAVE-PONCE HNOS.	564.000
	013-2008	01/31/08	Incremento de Fondos a los Contados con Baker Hughes, Reed Hidalgo y Smith International por el Alquiler y/o Compra de Brocas de Perforación (Autorizado por Resolución No. 122-2007)	Se autoriza incrementar el contrato de Baker Hughes, Reed Hycalog y Smith International por el arrendamiento y compra de brocas de perforación para V16HST3	Operaciones/Perforación	BAKER HUGHES, REED HICALOG Y SMITH INTERNATIONAL	2.401.207
	014-2008	01/31/08	Incremento de Fondos al Contrato con Schlumberger Surenc S.A. para Contratación de Servicios de Registros Eléctricos con Cable (Autorizado por Resolución No. 108-2007)	Autorizar el incremento de US \$ 54.795 del valor de contrato de Schlumberger Surenc S.A. para subcontratar los servicios de la toma de registros del pozo V16HST3, costos que serán cargados D.1.1.	Operaciones/Perforación	SCHLUMBERGER SURENCO	1.284.058
	015-2008	07/02/08	Compra de Separador Trifásico Divisor de Flujo para CPF	Autorización para adquirir un separador trifásico divisor de flujo para CPF; aprobar la lista de invitados a participar en el concurso y los costos se registran en la partida D.5.	Operaciones/Proyectos	ACINDEC.B&T, INDUSTRIAS DE ACERO LOS ANDES, TEPROMEC.	1.601.600
	016-2008	01/31/08	Subcontratación de Servicios de Control Litológico (Autorizado por Resolución No. 124-2007)	Realizar un incremento de US \$ 99.954 del valor del contrato con Datalog S.A. para subcontratar los servicios de control litológico para el pozo V16ST3. Se registran cargos en partida D.1.	Operaciones/Perforación	DATALOG	1.339.690
	017-2008	01/31/08	Incremento de Fondos a los Contratos con Baker Hughes International y Weatherford South America Inc. para la Subcontratación de Servicios de Pesca de Herramientas de Perforación (Autorizada por Resolución No. 109-2007)	Autoriza el incremento de US\$ 665.890 de Baker y Weatherford para contratar los servicios de pesca de herramientas de perforación. Pozos V14H, V13HST2, V17ST2, V9VDDW, V16ST2, V16HST3.	Operaciones/Perforación	BAKER HUGHES Y WEATHERFORD SOUTH AMERICA	3.035.341
	018-2008	02/07/08	Incremento de Fondos al Contrato con Halliburton Latin America S.A. para la Provisión de Servicios de Perforación Direccional (Autorizado por Resolución No. 059-2007)	Corresponde al incremento de US \$ 1.006.798 para subcontratar los servicios de perforación direccional. Estos costos serán cargados en la partida D.1. Corresponden a V16 St3 por un estimado de US \$ 744.800	Operaciones/Perforación	HALLIBURTON LATIN AMERICA	19.778.035
	019-2008	02/07/08	Incremento de Fondos al Contrato con Tuboscope Vetco International para la Subcontratación de Servicios de Control de Sólidos de Perforación (Autorizado por Resolución No. 054-2007)	Corresponde al incremento de US \$ 299.630 para subcontratar los servicios de control de sólidos de perforación. Estos costos serán cargados en la partida D.1. Corresponden a V16 St3 por un estimado de US \$ 313.600	Operaciones/Perforación	TUBOSCOPE VETCO	4.650.091
	020-2008	02/07/08	Contratación de Supervisores de Perforación (Company Man) (Autorizado por Resolución No. 055-2007)	Contratos de los supervisores de perforación (Company Man) hasta finales del 2008, registrados en partida D.1.	Operaciones/Perforación	COMPANY MAN	171.600
	021-2008	02/14/08	Incremento de Fondos al Contrato de Halliburton Latin American para la Subcontratación de Servicios de Fluidos de Perforación (Autorizado por Resolución No. 069-04)	Corresponde a incremento al contrato para la provisión de servicios de fluido de perforación para cubrir una provisión de US \$444.640 del pozo V16HST3.	Operaciones/Perforación	HALLIBURTON LATIN AMERICA	7.097.276
	022-2008	02/14/08	Incremento de Fondos al Contrato con Nabor Drilling Services Limited para Alquiler de Tubería de Perforación (Autorizado por Resolución No. 092-2007)	Se autoriza incrementar el contrato de Nabor por un monto de US \$40.271 para cubrir los costos de las operaciones por tubería de perforación de reacondicionamiento del pozo V9VDDW	Operaciones/Perforación	NABORS DRILLING SERVICES	250.389
	023-2008	02/14/08	Subcontratación de Servicios de Operación y Mantenimiento de Torres de Reacondicionamiento ACE1 y ACE2	Son servicios para la operación y mantenimiento de dos torres de reacondicionamiento por el lapso de 2 años y aprobar la lista de oferentes.	Operaciones/Perforación	NASCERMO, NABORS INTERNATIONAL, H&P DEL ECUADOR, PETREX, DRILLFOR, TRIBOILGAS	3.400.320
	024-2008	02/14/08	Convenio con ASODIRA y las Comunidades del Pueblo Ancestral de Huito	Autoriza convenios de años 2008 y 2009 para 10 comunidades representadas por	Relaciones Comunitarias	ASODIRA Y COMUNIDADES DE HUITO	
	025-2008	02/28/08	Alquiler de Bomba de Lodos	Alquiler de bomba de lodos a ser instalada en CPF por aproximadamente 180	Operaciones/Proyectos	NABORS DRILLING SERVICES	344.960
	026-2008	02/28/08	Alquiler de una Cargadora Frontal para las Operaciones de Perforación (Autorizado por Resolución No. 006-2008)	Alquiler de servigruas por el alquiler de carga frontal para trabajos del side track 3 del pozo V-16 por un valor adicional de US \$ 55.336. Costos que serán cargados en partida D.1.	Operaciones/Perforación	SERVIGRUAS	397.073
	027-2008	03/12/08	Alquiler Sistema Top Drive para Villano A	Corresponde a la autorización de Top Drive para Villano A por US \$ 1.235.360, en trabajos de reacondicionamiento side track 3 del pozo V 16, costos registrados en partida D.1.	Operaciones/Perforación	NABORS DRILLING SERVICES	1.235.360
	028-2008	02/28/08	Convenio de Cooperación para Operaciones de Vigilancia	Subcribe el contrato específico para realizar las operaciones de vigilancia y para apoyo a	Seguridad	IV DIVISION DE EJERCITO AMAZONAS	392.000
	029-2008	03/12/08	Servicio de Transporte Aéreo para Personal	La contratación del servicio de transporte aéreo de personal de la ruta Quito-Shell-	Operaciones/Perforación	SAEREO	615.015

AUTORIZACIÓN PARA CONTRATACIÓN AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL

RESOL. No.	FECHA APROB.	DETALLE	AUTORIZACION	DPTO. EMISOR	PROVEEDOR	COSTO ESTIMADO
001-2009	04/23/2009	Subcontratación de Servicios de Transporte Terrestres de Personal en las Rutas- Quito- Baeza- Quito y Quito-Latacunga- Shell- CFF Quito.	Para extender el contrato con Representaciones y Comercio Eculink para dar servicio de transporte terrestre de personal y aprobar la realización del nuevo concurso de precios, aprobar las empresas invitadas y el monto por 3 años de la partida C.2.	Operaciones	Compañía Representaciones y Comercio Eculink	178,424
002-2009	01/23/2009	Provisión de Operación y Arrendamiento de Herramientas de la Unidad de Slick- Line Unidad de Línea de cable (Autorizada por Enmienda No.1 Resolución No. 036-05)	Se incrementan los fondos del mes de mayo del 2009, el servicio incluye equipos, herramientas y personal técnico. Se estima un costo de US \$ 88.704 que cubrirá un estimado de 6 trabajos de reacondicionamiento a realizarse de enero a mayo del 2009.	Operaciones/ Perforación	SCHLUMBERGER SURENCO	634,668
003-2009	01/30/2009	Construcción de una Variante en la Línea de Flujo Villano A-CFF en el sector Km.24+800 (Autorizada por Enmienda No. 1 de Resolución No. 110-2009)	Autoriza el incremento de US \$ 19.022,35 al contrato de AZULEC S.A., para cubrir la diferencia por el stand-by de los equipos hasta l tercera semana de enero. Estos costos serán cargados en la partida C.2.	Operaciones/ Perforación	AZULEC S.A	772,897.35
004-2009	01/30/2009	Subcontratación de Estudios de Riesgo de Operaciones HAZOP (HAZARDOUS OPERATIONS) para Villano (Autorizado por Resolución No. 113-2008)	Resolución No.113: " Autoriza el incremento de US \$ 62.960,00 dando un nuevo total de US \$ 250.000 para la subcontratación de servicio de estudio de operación (HAZOP) para el campo Villano y aprobar la lista de participantes. Estos costos serán cargados en la partida D.5. (Tanque Vertical) . Resolución No. 4 autorizar Nueva lista de oferentes.	Operaciones	Compañía SGS Societe Generale De Surveillance y Consorcio CMI	250,000.00
005-2009	01/30/2009	Convenio de Cooperación para Operaciones de Vigilancia	Autoriza a la Contratista suscribir el Convenio Especifico con la IV División para operaciones de vigilancia e US\$ 392.000 para el apoyo a las unidades militares con varios proyectos de interés institucional por el período de un año. Los costos serán cargados en la partida C.3.	Seguridad	Brigada de Selva 17 Pastaza y IV División de Ejército Amazonas	392,000.00
006-2009	01/30/2009	Alquiler de Programas Informáticos Eclipse OFM y FETREL (Autorizado mediante Resolución No. 045-2008).	Autorizar el Incremento de US \$ 13.631,00 a Schlumberger Surenco,por alquiler y mantenimiento de los módulos de los programas Eclipse y OFM para la predicción del comportamiento futuro del campo Villano y optimización hasta marzo del 2009, dando un nuevo valor de US\$ 186.525. Estos costos serán cargados a la partida C.2.	Operaciones	SCHLUMBERGER SURENCO	186,525.00
007-2009	02/13/2009	Liquidación Provisional de Ingresos para el Mes de Febrero del año 2009	Aprobar la liquidación provisional de Ingresos del Bloque 10 por la Unidad de Administración de Contratos por el mes de Febrero del 2009, de acuerdo como estipula el contrato cláusula No. 12 11.1	Negocios	PETROECUADOR	
008-2009	02/13/2009	Costos de Alimentación del Personal Militar Asignado a la Vigilancia del Bloque 10	Autorizar el Desembolso de US\$ 100.740 para atender los costos de alimentación del personal del destacamento Vicente Rosero y Archidona asignados por el Ejército para el cuidado y vigilancia de los sistemas estratégicos tales como oleoducto secundario y la línea de flujo del Proyecto Villano del Bloque 10. Los costos se registran en C.3.	Seguridad	Brigada de Selva 17 Pastaza y IV División de Ejército Amazonas	100,470.00
009-2009	03/05/09	Incremento de fondos a contrato con Baker Hughes International y Weatherford South América para subcontratar los servicios de pesca de herramientas de perforación. (Autorizado por Resolución No. 096-2008)	Autorizar el incremento de US \$ 34.969,00 al valor de los Contratos de Baker Hughes International y Weatherford South América, subcontratados anteriormente para los servicios de pesca de herramientas de perforación dando un valor de US \$ 3.587.918.	Operaciones/ Perforación	BAKER HUGHES INTERNATIONAL Y WEATHERFORD SOUTH AMERICA	3,587,918.00
010-2009	03/05/09	Servicios de Análisis de Entrega Diarias y Calibraciones Quincenales de Medidores de Volumen hacia el Sote y hasta el Terminal de Baeza.	Autorizar el incremento de US\$ 6.708 en la subcontratación de servicios de análisis y fiscalización de entrega diaria y calibraciones de medidores de volumen hacia el SOTE en el Terminal Baeza con el Centro de Transferencias y Desarrollo de Tecnologías de la U. Central lo que da un total de uS \$ 103.562,20 (1/12/2006 - 28/02/2009). Se registra en el rubro C.2.	Operaciones	CENTRO DE TRANSFERENCIAS Y DESARROLLO DE TECNOLOGIAS UNIVERSIDAD CENTRAL	103,562.20
011-2009	03/05/09	Subcontratación de Servicios de Monitoreo de Calidad de Aire, Emisiones de Fuentes Fijas y Ruido del Proyecto del Campo Villano.	Autoriza a realizar la subcontratación de servicios de monitoreo de calidad de aire, emisiones de fuentes fijas y monitoreo de ruido para el período 1 de mayo del 2009 el 30 de abril del 2011. Aprobar la lista de oferentes por el costo estimado. Se registra en partida C.3.	HSE	AMBIGEST, ABRUIS CIA LTDA, GRUPO CONSULTOR CHEMENG CIA LTDA	231,907.00
012-2009	03/05/09	Subcontratación se Servicios de Exámenes Médicos Ocupacionales Periódicos para el Personal de Agip Oil Ecuador B.V.	Autorizar a la contratista de los servicios de los los exámenes médicos a Agip Oil Ecuador por un año contado a partir de la firma del contrato; aprobar lista de oferentes invitados por el monto detallado. Estos costos se registran en la partida C.3.	HSE	HOSPITAL METROPOLITANO, CLINICA UNIVERSITARIA SAN FRANCISCO, H. DE LOS VALLES, OMEGA 2000, SESAT S.A.	170,000.00
013-2009	03/05/09	Liquidación Provisional de Ingresos para el Mes de Marzo del año 2009	Aprobar la liquidación provisional de Ingresos del Bloque 10 por la Unidad de Administración de Contratos por el mes de Marzo del 2009, de acuerdo como estipula el contrato cláusula No. 12 11.1	Negocios	PETROECUADOR	
014-2009	03/05/09	Liquidación Provisional de Ingresos para el Mes de Abril del año 2009	Aprobar la liquidación provisional de Ingresos del Bloque 10 por la Unidad de Administración de Contratos por el mes de Abril del 2009, de acuerdo como estipula el contrato cláusula No. 12 11.1	Negocios	PETROECUADOR	
015-2009	03/13/09	Incremento de Fondos al Contrato de Nabors Drilling Services Ltd. por el Alquiler de Tubería de Perforación. (Resolución No. 081-08)	Autorizar el incremento de US \$ 211.366 para alquiler de tubería de perforación de Nabors Drilling , dando un valor de uS \$ 1.617.496. Estos cargos se registran en las partidas correspondientes.	Operaciones/ Perforación	NABROS DRILLING SERVICES	1,617,496.00
016-2009	03/13/09	Póliza de Seguros de Villano	Autorizar a la contratista subcontratar desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del 2009, seguro de facilidades de producción de CFF de Villano A y B, el Terminal Baeza y Oleoducto secundario y de Flujo con EHI Insurance Limited por US\$ 519.835,15. Estos costos serán cargados a la partida C.3.	Finanzas	EHI INSURANCE LIMITED	519,835.15
017-2009	03/27/09	Incremento en los Fondos al Contrato con Weatherford South América por servicios de Pesca de Herramientas de Perforación (Autorizado por Resolución No. 09-2009)	Autoriza el incremento de US \$ 215.040 para subcontratación de servicios de pesca de herramienta de perforación de Weatherford South América hasta el 30 de junio del 2009, dando un nuevo valor de US \$ 3.802.958. Estos cargos serán registrados en las partidas correspondientes.	Operaciones/ Perforación	WEATHERFORD SOUTH AMERICA	3,802,958.00

COMPLETACIÓN DE POZOS

La completación de los pozos debe ser diseñada para obtener la máxima rentabilidad del campo. Un pozo se debe completar adecuadamente antes de ponerlo en producción. La completación de pozos envuelve un proceso que se extiende mucho más allá que la instalación de tubería y equipos en el pozo.

COMPLETACIÓN: Completación, es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos. Se entiende por completación o terminación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente.

Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o ranurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestidor y, finalmente, la instalación de la tubería de producción.

Como parte del proceso de complementación comprende el instalar, cementar el casing de producción o liner, así como también registros, cañoneo, pruebas de un equipo complejo de cabezal y requerimientos de almacenamiento; que si existieran fallas afectarían en la producción de un pozo, diseño y la configuración de la completación.

Existen tres requerimientos básicos en una completación, ya que debe proveer los medios para la producción de Gas y/o Petróleo y son:

- Seguridad
- Eficiencia
- Económico/Confiable

Tipos de Completaciones

Existen muchas maneras de clasificar o categorizar los tipos de completaciones. Los criterios más comunes para la clasificación de completaciones incluyen lo siguiente:

- Estructura del hoyo / interface del yacimiento; Se refiere a la forma de proteger el hoyo con la tubería de revestimiento, de acuerdo con la profundidad y tipos de formaciones productoras hueco abierto o entubado, completaciones horizontales.
- Zona productoras, zona sencilla o múltiples zonas productoras.
- Método de Producción, flujo natural o Levantamiento artificial (Artificial Lift).
- Números de zonas productoras, Se refiere a la cantidad de lentes productivos en posibilidad de ser abiertos a la producción lo cual depende de su potencial y profundidad.

CLASIFICACIÓN DE LAS COMPLETACIONES DE ACUERDO A LAS CARACTERÍSTICAS DEL POZO.

Básicamente existen tres tipos de completaciones de acuerdo a las características del pozo:

- a) Hueco Abierto
- b) Hueco Abierto con Forro o Tubería Ranurada.
- c) Tubería de Revestimiento Perforada (Cañoneada).

a) COMPLETACIÓN A HUECO ABIERTO: Este tipo de completación se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud. Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento. Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación.

b) COMPLETACIÓN CON FORRO O TUBERÍA RANURADA: Este tipo de completación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados.

c) COMPLETACIÓN CON REVESTIDOR CAÑONEADA: Es el tipo de completación que más se usa en la actualidad, ya sea en pozos poco profundos (4000 a 8000 pies), como en pozos profundos (10000 pies o más). Consiste en correr y cementar el revestimiento hasta la base de la zona objetivo, la tubería de revestimiento se cementa a lo largo de todo el intervalo o zonas a completar, cañoneando selectivamente frente a las zonas de interés para establecer comunicación entre la formación y el hueco del pozo.

COMPONENTES PRIMARIOS DE UNA COMPLETACIÓN

Son aquellos que se consideran esenciales para funcionar de una manera segura conforme se planificó. Estos componentes incluyen las válvulas de seguridad, equipo de gas lift, equipos de control de flujo y empacaduras en aplicaciones especiales (levantamiento artificial), los componentes necesarios para permitir que el sistema de completación funcione normalmente son los primarios.

PLANIFICACIÓN DE LA COMPLETACIÓN DE UN POZO:

Las operaciones de perforación y tareas asociadas (cementación), realizadas en la zona productora se deben hacer con vigilancia extrema. Un sistema de completación no óptimo puede comprometer en el largo plazo los objetivos de la compañía petrolera. Un sistema de completación siempre debe proveer los métodos de producción o Inyección seguras, eficientes, confiables y económicas.

Los fluidos utilizados para perforar, cementar o trabajar la zona productora, se deben escudriñar y seleccionar adecuadamente para minimizar cualquier posible daño a la formación. La toma de datos precisos relacionados con la zona productora, Son importantes. Frecuentemente se realiza una simulación de un tratamiento de pre-completación.

Una vez que se tenga la data(esta categoría se obtiene mediante programas de evaluación del yacimiento) y se haya verificado, se comienza con el proceso de selección, ensamblaje e instalación. Esta fase es de suma importancia ya que la eficiencia futura del sistema de completación dependerá de una selección apropiada de la instalación de estos componentes.

El ensamblaje correcto y la instalación adecuada de los componentes en el pozo son críticos, así como el proceso de selección. Esta es una etapa en la que típicamente muchas personas e información se conjugan. Las demandas se cubren por prioridades y se monitorean, cambios diarios imponen un grado de urgencia que requiere que la operación se ejecute sin retardo. Para asegurar que las operaciones se ejecuten como fue planificado, es esencial que procedimientos de demora sean planificados con detalles en cada etapa de la completación. Así como los procesos de ensamblaje e instalación. La complejidad de las operaciones depende en gran parte de la complejidad de la completación.

PERFORACIÓN DE POZOS

La perforación de un pozos es abrir una cavidad en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer petróleo. Para realizar la perforación se realizará una investigación geológica, en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, se procede a la perforación de un hueco o pozo, la profundidad de un pozo puede estar normalmente entre 2.000 y 25.000 pies.

Para poner un pozo a producir se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "tubing" o "tubería de producción".

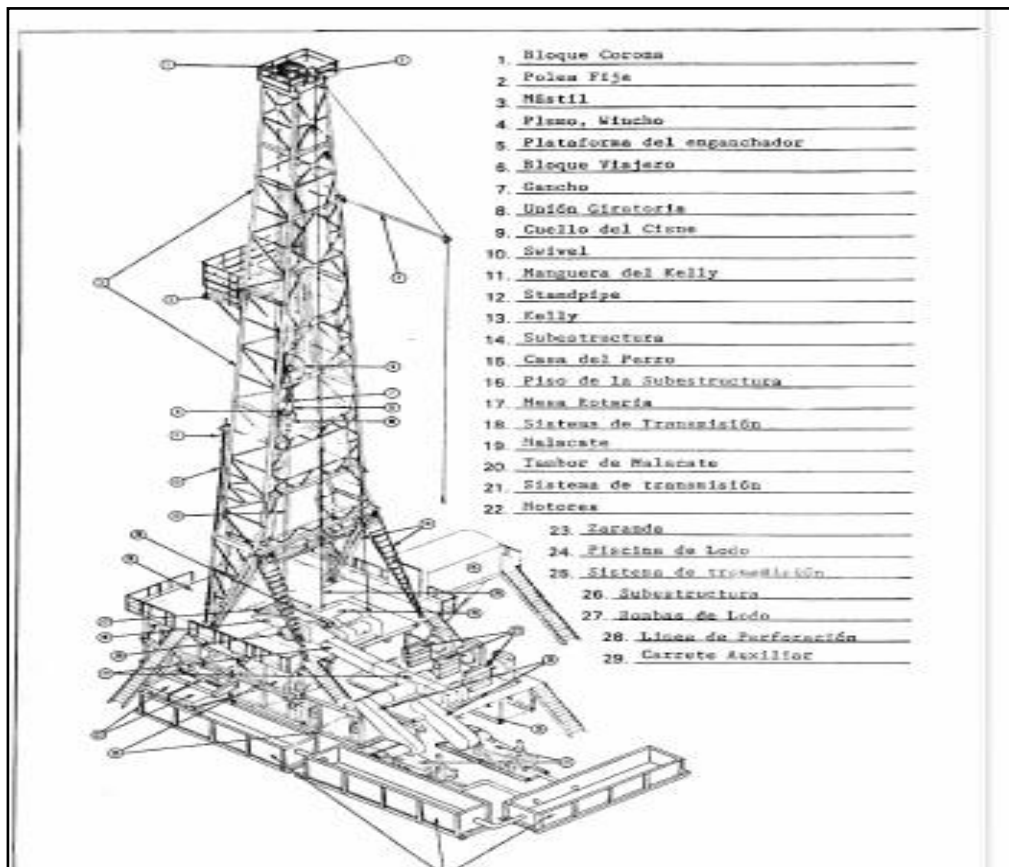
Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo.

Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el "balancín" o "machín", el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie

El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento.

Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

TORRES FIJAS



Fuente: Estudio Comparativo variables de perforación

Métodos de perforación de pozos

Una perforación es un hueco que se hace en la tierra, atravesando diferentes estratos, entre los que puede haber unos acuíferos y otros no acuíferos; unos consolidados y otros no consolidados. Cada formación requiere un sistema de perforación determinado, por lo que a veces un mismo pozo que pasa por estratos diferentes obliga a usar técnicas diferentes en cada uno de los estratos.

Una misma perforación puede atravesar varios acuíferos, por lo que es conveniente valorar cada uno de ellos para definir cuáles deben ser aprovechados a la hora de terminar el pozo.

La determinación de si una formación es acuífera o no, así como de su permeabilidad, se hace con base en las muestras que el perforador obtiene durante el transcurso de la perforación; de aquí la gran importancia que tiene realizar un buen muestreo.

Existen métodos mecanizados y manuales para perforar pozos, pero todos se basan en dos modalidades: percusión y rotación. Así mismo, se emplea una combinación de ambas modalidades.

Perforación por percusión

La gente de la antigua China perforaba hace 1000 años, pozos de hasta 900 m de profundidad para explotar sal. Con un hierro pesado de la forma de una pera golpearon constantemente las rocas a perforar. Un poco de agua en el fondo del pozo se mezclaba con el polvo de roca y se extraía con baldes de tubo.

El método se basa en la caída libre de un peso en sucesión de golpes rítmicos dados contra el fondo del pozo.

Las partes típicas de un equipo motorizado de perforación a percusión son:

- Tren de rodaje: Estos equipos vienen generalmente montados sobre un chasis de acero sobre cuatro ruedas con neumáticos, pero también las hay montadas sobre un camión.
- Bastidor: Es una caja de ángulos de acero y brazos articulados en donde se ubican las piezas vitales de la perforadora y soporta además a la torre.
- Mástil o Torre: Generalmente son de tipo telescópica y viene en dos tramos de 36 pies cuando está extendida y 22 pies cuando está recogida, con sus respectivos dispositivos de extensión. El largo de la torre está en función con la sarta de perforación.
- Tiro de remolque: Es el mecanismo que va unido al tren de rodaje de la perforadora.
- Motor: Para poder accionar todo el equipo de perforación se necesita un motor ya sea a combustión interna o con energía eléctrica como en el caso de algunos equipos soviéticos.

Perforación por rotación

Estos equipos se caracterizan porque trabajan girando o rotando la broca, trícono o trépano perforador.

El sentido de la rotación debe ser el mismo usado para la unión o enrosque de las piezas que constituyen la sarta de perforación. Todas las brocas, trépanos o tríconos, son diseñados para cortar, triturar o voltear las distintas formaciones que pueden encontrarse a su paso. Estas herramientas son diseñadas para cada tipo de formación o terreno.

El trabajo de perforación se realiza mediante la ayuda del lodo de perforación el cual desempeña las siguientes funciones: evita el calentamiento de las herramientas durante la operación, transporta en suspensión el material resultante de la perforación hacia la superficie del terreno y finalmente formar una película protectora en las paredes del pozo para de esta manera impedir el desmoronamiento o el derrumbe del pozo.

Un equipo de perforación por rotación motorizado típico, tiene las siguientes partes:

- **Mesa de rotación**
Su función es la de recibir la fuerza necesaria del motor para poder girar la sarta de de perforación.

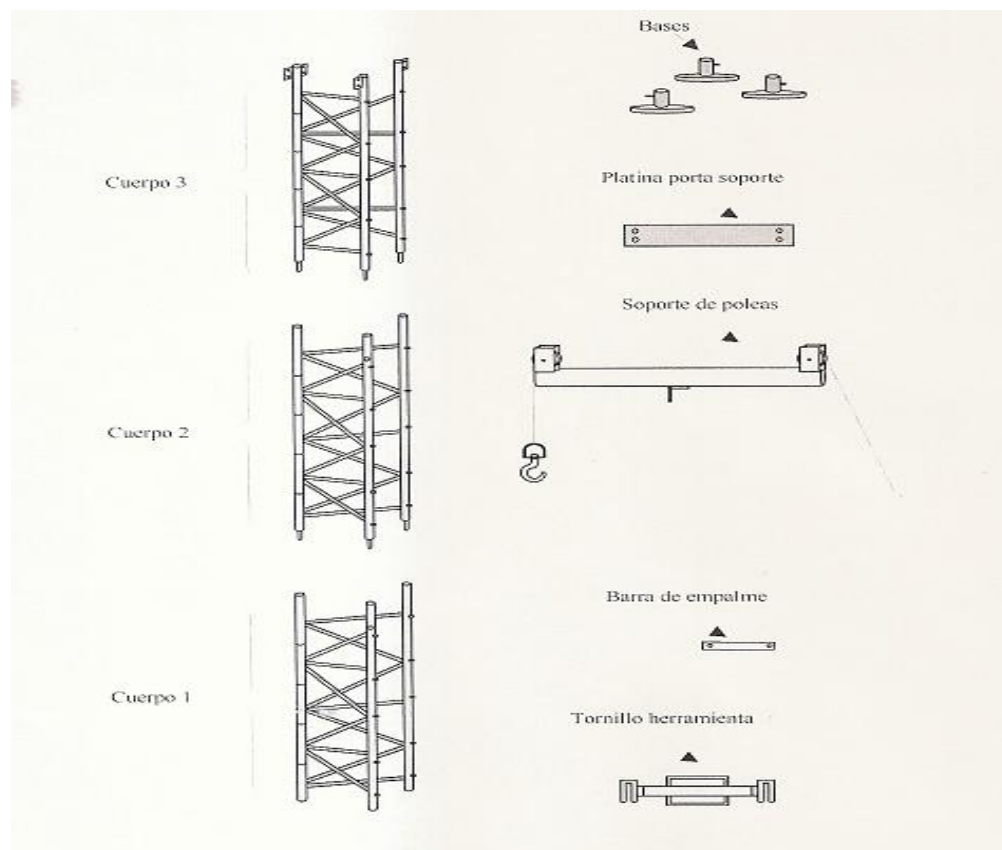
Estas mesas pueden ser accionadas por acople directo o por engranajes y son redondas con tamaño de acuerdo a la magnitud del equipo de perforación. En el centro lleva una abertura que puede ser cuadrada o hexagonal por la que pasa la barra giratoria llamada Kelly.

- **Barra giratoria o Kelly**
Es una barra generalmente cuadrada de 4" de lado y que pasa por el centro de la mesa rotatoria y recibe de esta el necesario movimiento giratorio para poder perforar. El extremo inferior se acopla a las brocas y el extremo superior al eslabón giratorio llamado Swivel que lo soporta conjuntamente con toda la sarta de perforación. La barra es de acero de alta dureza y es hueca por el centro (2"), para de esta manera permitir el paso del lodo de perforación hidráulico. El Kelly puede subir, bajar o detenerse cuantas veces lo desee el perforador mediante el accionamiento de los controles respectivos.
- **Swivel o eslabón giratorio**
Es un mecanismo que va acoplado a la parte superior del Kelly, es una pieza hueca en el centro. Aquí se acopla la manguera que viene desde la bomba de lodos.
- **Drill pipe o tubería liviana de perforación**
Tubería construida con acero especial y se usa agregándose cada vez que se introduce el Kelly totalmente en el pozo y vuelve a sacarse, ya que de esta manera se dejó el espacio disponible para la tubería.
- **Drill collars o tubería pesada de perforación**
También conocida como Botellas o Sobrepeso. Son tubos de 6" ó más y de 10' a 20' de largo y con un peso de 500 a 700 Kg. Su finalidad es aumentar el peso de la sarta de perforación y conseguir fácilmente el corte con los triconos.

- **Tríconos o brocas de perforación**
Las brocas tienen la función de desagregación de las rocas durante la perforación de un pozo. Existe una amplia gama de tríconos y cada uno está diseñado para determinadas desagregar rocas con determinadas características mecánicas y abrasivas.
- **Bomba de lodos**
Su función principal es tomar el lodo de perforación de la poza de lodos y llevarla por la manguera hacia el Kelly y al fondo del pozo. El lodo asciende a la superficie llevando en suspensión el detritus de la perforación. Por un canal pasa a la poza de sedimentación donde se depositan por su propio peso partículas grandes y pesadas, arena, etc.

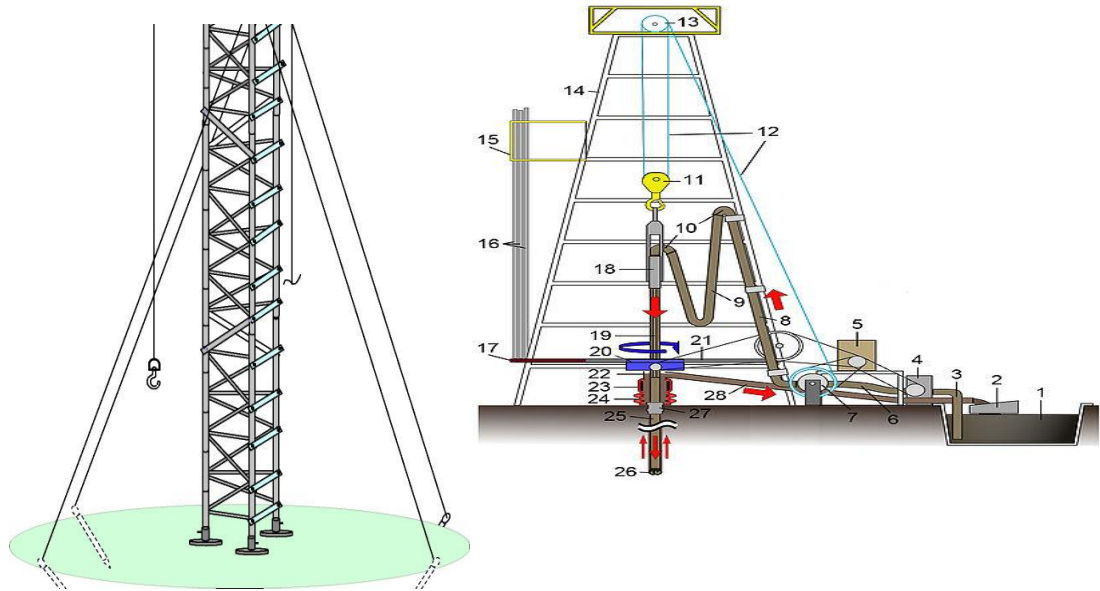
Del pozo de sedimentación el agua con menos material en suspensión pasa por medio de otro canal hacia el pozo principal donde nuevamente es bombeado al pozo, cerrando en ciclo.
- **Motor**
Pueden ir acoplados al chasis del remolque o puede usarse el mismo motor del camión del equipo de perforación. La potencia depende de la magnitud del equipo de perforación.

COMPONENTES DE LA TORRE DE PERFORACIÓN



Fuente: Perforación manual de pozos, Luis Terán 2002

TORRE DE PERFORACIÓN ENSAMBLADA

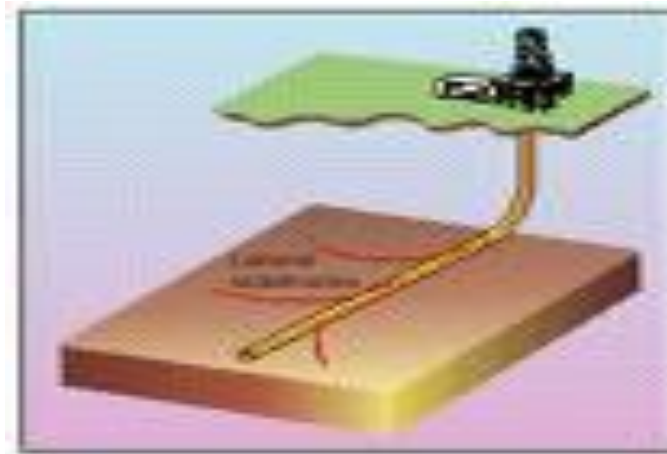


PROCEDIMIENTO PARA LA PERFORACIÓN

Esta tecnología de perforación de pozos se basa en dos movimientos combinados: el de perforación y el de percusión, por medio de ellos se consigue soltar la tierra del fondo y usando tubos se consigue una recirculación de agua que fluye a presión por medio de una bomba de lodos, logrando desplazar la tierra suelta del fondo del pozo en forma continua.



TIPOS DE PERFORACIÓN



En el pasado, la perforación direccional se utilizó para solucionar problemas relacionados con herramientas o equipos dejadas dentro del hoyo, mantener la verticalidad del pozo o para la perforación de un pozo de alivio para contrarrestar la presión de fondo en un reventón.

En la actualidad, la perforación de pozos de hidrocarburos ha logrado grandes progresos:

1. Desarrollado nuevas técnicas (muy avanzadas).
2. Diseñado y mejorado herramientas y taladros especiales.

La perforación direccional controlada es la ciencia que se ocupa de la desviación de un hoyo a lo largo de un rumbo planificado, hacia un objetivo subterráneo localizado a una distancia horizontal dada desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotatoria de un taladro de perforación.

No es fácil mantener el hoyo en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final, mientras más profundo esté el yacimiento petrolífero, más control exigirá la trayectoria de la mecha para mantener el hoyo recto. Esta verticalidad se ve afectada por factores mecánicos y geológicos.

FACTORES MECÁNICOS:

- Características, diámetros y pesos de la sarta de perforación.
- Tipo de mecha.
- Velocidad de rotación de la sarta.
- Peso sobre la mecha.
- Tipo y propiedades del fluido de perforación.
- La hidráulica para garantizar la **limpieza** del fondo del hoyo y el **transporte** del ripio hasta la superficie.

FACTORES GEOLÓGICOS:

Tienen que ver con la clase y constitución del material de las rocas, grado de dureza; el buzamiento o inclinación. Por tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del hoyo, mediante registros y análisis de los factores mencionados. En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo. Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la mesa rotatoria, toca las cuatro patas de la cabria.

PERFORACIÓN VERTICAL.

De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del hoyo durante la perforación rotatoria normal, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de controlar intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral para llegar al objetivo seleccionado. Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del hoyo mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del hoyo.

La perforación direccional es el proceso de direccionar el pozo a lo largo de una trayectoria a un objetivo predeterminado. El control de la desviación es el proceso de mantener el pozo con unos límites preestablecidos relacionados al ángulo de inclinación y azimuth.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Perforar en localizaciones inaccesibles: son aquellas áreas donde se encuentra algún tipo de instalación, edificación, comunidades, zonas urbanas o por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas, etc). Ejemplo: Costa Oriental del Lago.

CONCEPTOS BÁSICOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

-A-

Ángulo de inclinación: es el ángulo formado del pozo con respecto a la vertical

Azimuth: ángulo desde el Norte, en dirección de las agujas del reloj, de la desviación del hoyo.

-B-

Buzamiento: es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo

-C-

Coordenadas: son las distancias en las direcciones N-S y E-O de un punto dado.

-D-

Desvío: es la distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical de referencia, también se le conoce como desplazamiento o desviación horizontal

Dirección u orientación: ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste), que muestra la orientación y el desplazamiento.

-G-

Giro: es el movimiento necesario desde la superficie para obtener un cambio de dirección u orientación.

-P-

Pata de Perro”: cualquier cambio severo de ángulo y trayectoria del pozo

Profundidad Medida (MD): es la distancia o longitud del hoyo. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería en el hoyo.

Profundidad Vertical Verdadera (“True Vertical Depth”): es la proyección de la profundidad medida en la vertical. Representa la distancia vertical de cualquier punto del hoyo al sistema de referencia.

Punto de arranque (“Kickoff Point, KOP”): es la profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío

Registro: es la medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del hoyo.

Rumbo: es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.

-S-

Sección aumentada: sección del hoyo, después del KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.

Sección tangencial: sección del hoyo donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constante.

Sección de descenso: sección del hoyo donde el ángulo de inclinación disminuye

Severidad de “Pata de Perro”: es la tasa de cambio del ángulo entre dos secciones, expresado en grados por unidad de longitud. **Objetivo (Target):** es un punto fijo del subsuelo que corresponde a la formación que debe ser penetrada por el pozo

-T-

Tasa de incremento o disminución de ángulo: es la cantidad de grados por unidad de longitud necesarios para incrementar o disminuir el ángulo.

SISTEMA L.A.C.T.

Las iniciales L.A.C.T., representan Transferencia de Control Automático en la Localidad. La API. define al sistema L.A.C.T como un arreglo de equipos diseñados para la transferencia de hidrocarburos líquidos durante la producción del pozo a una estación de almacenamiento.

Las unidades LACT son utilizadas para transportar y medir automáticamente hidrocarburos líquidos desde los pozos que se encuentran produciendo hasta una estación central de recolección situada en un lugar distante. Las unidades LACT incluyen instrumentos que miden la calidad y cantidad del aceite transportado; si el aceite es de mala calidad (normalmente alto contenido de agua) el bombeo se detiene.

Descripción de la unidad LACT.

La unidad LACT cuenta con los siguientes dispositivos:

- 1) Bomba para desplazar el aceite de un lugar a otro.
- 2) Medidor de flujo para cuantificar el volumen de aceite entregado.
- 3) Conexiones para la instalación de manómetros que permitan verificar la presión de flujo continuamente.
- 4) Dispositivos para hacer un muestreo o coleccionar continuamente el aceite que fluye a través de la unidad.
- 5) Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta. En este caso el aceite es desviado a un depósito o tanque de aceite contaminado o a una unidad de tratamiento.

Adicionalmente estas unidades cuentan con los siguientes dispositivos:

- Extractor de niebla para separar y extraer el gas que está contenido en el aceite.
- Filtro para remover basura y partículas sólidas que arrastra el aceite.
- Bomba para inyectar inhibidor de corrosión en el aceite.
- Regulador de presión para tener presión constante en la unidad.
- Instrumentos para medir la presión y temperatura (manómetros y termómetros).

En algunas instalaciones de 2 o más tanques de almacenamiento van a una sola unidad LACT. Un diagrama de flujo de cabezales de recolección de tres campos diferentes, es mostrado en la Fig. VIII.4, la unidad LACT tiene un dispositivo muestreador de separación para cada uno de los tres campos.

Este dispositivo muestreador se asigna a cada sistema para que automáticamente se ponga en servicio cuando el aceite fluye desde el campo hasta la unidad LACT.

La operación y el flujo en la unidad LACT en los tres sistemas, son los siguientes:

Cuando la producción del campo “A” va al tanque de almacenamiento, se activa una señal en el tanque que es enviada a la unidad LACT, para que la válvula dentro de la unidad “A” y la válvula de la línea de aceite contaminado, sean abiertas y así de esta manera se inicie el bombeo de aceite, al mismo tiempo el contador del medidor de flujo indicará las lecturas.

Cuando el tanque de distribución está lleno, la unidad se cierra y la operación para la unidad “A” es completa. La secuencia total es entonces duplicada para los campos “B” y “C” y entonces regresa a la unidad “A”.

El contenido de agua en el aceite que entra a la unidad LACT es controlada continuamente y si este llegase a rebasar el límite especificado, el aceite es desviado al tratador de la unidad LACT, hasta que el contenido de agua sea el mínimo.

ETAPA DE SEPARACIÓN

Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido-gas dentro del separador. La separación ocurre a distintos niveles de presión y temperatura establecidas por las condiciones del pozo de donde provenga el fluido de trabajo.

Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador.

ETAPA DE DEPURACIÓN

Por esta etapa pasa únicamente el gas que viene de la etapa de separación, y lo que se busca es recolectar los restos de petróleo en suspensión que no se lograron atrapar en el separador, además de eliminar las impurezas que pueda haber en el gas, como lo son H₂S y CO₂.

El líquido recuperado en esta etapa es reinsertado a la línea de líquido que va hacia el tanque de lavado o de almacenamiento según sea el caso, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión o miniplantas, y otra cantidad va para el consumo interno del campo cuando se trabaja con motores a gas.

ETAPA DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO

El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo.

**PETROLERA ECUADOR
POZO 16 PERFORACION AÑO 2009**

PERIODO	SEGMENTO	DETALLE	JORNAL	FACTURA	REVERSO	VALOR
JAN-09	031029	RENTAL DOWNHOLE	RENTAL DOWNHOLE	RENTAL DOWNHOLE	RENTAL DOWNHOLE	172,877.82
JAN-09	03222	RENTAL DOWNHOLE	RENTAL DOWNHOLE	RENTAL DOWNHOLE	RENTAL DOWNHOLE	145,600.00
RESUMEN DE LA CUENTA						
<p>La cuenta presenta valores por cargos efectuados en el AFE S/58V16 VILANO 16 8T3 PERFORACION, el valor analizado corresponde al 24% del total, ya que la mayor parte de los trabajos son pagados por los siguientes proveedores:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1.- Servicio de Instalación del Sistema de Cabezales en el pozo Villano 16 2.- Servicio de entrega, transporte y recepción de desechos perforados (Ripios de Perforación) 3.- Reparación de Gastos de Servicios Extranjeros en el pozo S/58V16, propios de ENI 4.- Reparación del TOP DRIVE de la perforación, que será utilizada en el pozo Villano 37 5.- Reparación del TOP DRIVE de la perforación del contrato según lo previsto en el numeral 5 "Términos de Pago" 6.- Reverses de provisiones efectuadas con comprobantes No. 108-13-060-29-JAN-09 16:20:13 7.- Reverses de provisiones efectuadas con comprobantes No. 108-13-060-29-JAN-09 16:20:13 						
						(119,647.40)
						(373,433.20)
						(401,080.74)

MEMORANDO N°

PARA : DIRECTOR NACIONAL DE HIDROCARBUROS.

DE : COORDINACION DE EXPLORACIÓN Y
EXPLOTACIÓN HIDROCARBUROS.

ASUNTO: REVISIÓN DE INFORME TÉCNICO PRESENTADO
POR LA COMPAÑÍA PETROLERA ECUADOR, POZO
VILLANO-16.

En atención al Memorando No. DNH 341 DNH-A 779 de 7 de junio de 2010 en el que remite la revisión del informe técnico presentado por la COMPAÑÍA PETROLERA ECUADOR, y solicita revisar el mismo, la Coordinación de Exploración y Explotación de Hidrocarburos manifiesta lo siguiente:

ANÁLISIS TÉCNICO

- a) **PERFORACIÓN VILLANO 16H AGUJERO 12 1/4" (5865M0280')**
Se perforo la sección de 12 1/4", de 5865 pies hasta la profundidad de 10280 pies avance 4415' MD), donde se experimento un aprisionamiento de la sarta de perforación, causando pérdida total de rotación e imposibilitando la extracción de la misma; se realizaron varios intentos por recuperarla, sin éxito, concluyendo la operadora que el aprisionamiento fue posiblemente debido a una caída parcial de material conglomerado grueso lo cual es muy improbable que esto ocurra. en razón que son paquetes de conglomerados muy compactos v no se tiene antecedente alguno que en los pozos perforados en la región oriental se haya producido derrumbes de conglomerados en la formación Tivuvacu v haya quedado aprisionada la tubería); cabe indicar que en el intervalo perforado de 5872' - 9512' se realizaron tres viajes cortos localizados a 7022', 7979', 9034', se bombearon 8 píldoras (dispersas, viscosas, viscosas pesadas) a 6221\6264', 7022', 7112', 7979', 8954', 9034', 9512' las dos últimas píldoras se bombearon después de haber perforado 80' v 478', respectivamente, a 9512' se saca tubería y se baja ensamblaje BHA NO. 10 con un estabilizador ubicado a 47.82" por encima de la broca, perforan hasta 10280' y no se bombean píldoras en los 738' avanzados, solo se incrementa el peso de 10 a 10.5 lpg , seguido conectan parada No. 98 agregan protector de tubería observan tubería pegada, el Top Drive no puede aplicar torque, retiran parada No 98 y agregan un single. Indica que la rata de penetración promedio duplico al de Villano-17HSt2, sin embargo, los parámetros geológicos del lodo y el numero de píldoras bombeadas es similar.
Lo anteriormente expuesto demuestra que las altas ratas de penetración (ROP) no son siempre recomendables, en razón de que no se puede mantener el mismo ritmo de limpieza del agujero, carga en las zarandas y estabilidad en (as paredes del agujero; por lo que en pozos con altos ángulos, como el presente caso, se debe priorizar la estabilidad, el buen control direccional para el mantenimiento de las condiciones originales del agujero.

Uno de los parámetros básicos para la optimización v el desarrollo exitoso de cualquier operación de perforación es tomar en cuenta la experiencia v problemas en los pozos aledaños v/o similares.

b) PERFORACIÓN SIDETRACK-1 Y POZO PILOTO 12 %"- 8 Vz"

Durante la perforación del sidetrack No. 1 se presentaron los siguientes problemas:

- 1) A 12772' MD no observan serial de la herramienta MWD, bombean píldora y sacan tubería hasta superficie, densidad del lodo 12.5 Ipg.
- 2) A 12980' MD observan derrumbe en zarandas (primer indicio de problemas), bombean píldora, incrementan la densidad del lodo a 12.9 Ipg, concentración de sólidos(LGS)de 10.6%.
- 3) A 13251' MD realizan viaje corto hasta el zapato del revestidor de 9 5/8" (12329' MD), bombean píldora y sacan tubería hasta la superficie; bajando hasta 3 paradas antes del fondo, continúan bajando, circulando y rotando por precaución, incrementan el peso de lodo a 13.5 Ipg, concentración de sólidos (LGS) 12.8 a 12.3%.
- 4) A 13814' MD circulan 1H30 y realizan viaje corto hasta el zapato del revestidor de 9 5/8" (12329' MD), la operadora observa algunos puntos apretados a 13518', 13430' y 13759' MD, por lo cual bombean píldora pesada para limpieza del pozo.

Nota.- Los ingenieros de lodos recomendaron, antes de un viaje corto circular mínimo 2 fondos arriba o circular hasta obtener retornos limpios, así garantiza una efectiva limpieza en el pozo. También cuando se bombean píldoras de limpieza, rotar la herramienta, como mínimo, hasta que la píldora ingrese al 50% del revestidor para asegurar optima limpieza.

- 5) De 14101' a 14291' MD perforan deslizando y rotando sin problemas, toman survey normal, bombean píldora pesada viscosa a 14291' MD y circulan; en el retorno del lodo de perforación se observa un 60% adicional de ripios de perforación, habiendo circulado 2H30.

Nota.- En este intervalo, una vez más los ingenieros de lodos de Halliburton recomiendan antes de un viaje, circular mínimo 2 fondos arriba o circular hasta tener las zarandas limpias.

La operadora no considera esta recomendación.

Sacan rimando la sarta hasta 13556' MD, donde se produce probable empaquetamiento, pierden circulación y rotación, maniobran herramienta, continúan sacando con arrastre, hasta 12280' la tubería sale sin problemas, bombean 20 bis de píldora pesada, observan incremento de presión, sacan tubería y observan ruptura de la misma quedando pescado. Por pedido de PETROLERA ECUADOR incrementan la densidad del lodo a 13.8 Ipg.

Halliburton recomienda bombear píldora viscosa/pesada a medida que se repasa para llegar a la boca de pesca y circular mínimo 3 horas u obtener zarandas limpias.

DESCRIPCION GEOLÓGICA:

13450^J-13652' Basal Napo 100Sh zona del empaquetamiento Shale TRLs

Pese a las recomendaciones de los ingenieros de lodos de Halliburton, la operadora manifiesta que por la experiencia obtenida en base a los pozos perforados no han tenido problemas al realizar solamente un fondo arriba, razón por la cual no acogen las recomendaciones efectuadas. El no acoger estas recomendaciones derivaron los problemas presentados en el pozo.

Las practicas de perforación internacional enseñan que en pozos de alto ángulo la limpieza es prioritaria y fundamental en todos los diseños y prácticas de perforación, toma su tiempo; lo que corrobora que el circular un solo fondo-arriba es insuficiente para pozos de alto ángulo.

c) SIDETRACK-2 AGUJERO DE 8 1/2" (13010' a 14585' MD)

El sidetrack-2, agujero de 8 1/2", inicio a la profundidad de 13010' MD, alcanzando la profundidad de 14585' MD (punto de revestidor, con un ángulo de inclinación de 85°.

Analizada la perforación del sidetrack-2, se puede concluir lo siguiente:

La operadora acuerda bombear cada 500' píldoras pesadas/viscosas (de limpieza), si solamente son perforados en 24 horas.

POZO PRODUCTOR VILLANO-16HST2

Después de 24 días de producción en el pozo VILLANO-16HST2 se presento una reducción de la producción de 2993 a 782 BFPD, por lo que la operadora decidió remplazar el equipo de bombeo eléctrico sumergible (BES); el mismo que fue retirado en buenas condiciones; realizan viajes de limpieza determinando que existe una obstrucción dentro del agujero de 8 1/2" a 14568' MD, a esta profundidad esta el tramo de 35' que no fue recubierto por el liner de 5" y además fue sometido al cambio de densidad de lodo de 14.0 a 9.7 Ipg; se intento limpiar, remover, moler el liner de 5", sin éxito, **llegando** a perderse el **pozo**.

De lo expuesto se concluye lo siguiente:

- La operadora manifiesta que la sección de 8 1/2" que quedo sin revestimiento, no es propensa al colapso, gracias al cemento silíceo que mantiene cohesión en los granos de la formación.

Del análisis realizado, la DNH determina que los 35' descubiertos en zona de lutitas mas el cambio de densidad de lodo de 14.0 a 9.7 Ipg, provocaron inestabilidad y el colapso de las paredes del pozo, razón por la cual a los 24 días de haber iniciado la producción se perdió el mismo. Halliburton insiste en recomendar que antes de cada maniobra, se bombee píldora viscosa/pesada, cuando se tiene alta rata de penetración (ROP) rotando o deslizando, también circular mínimo dos fondos arriba hasta que zarandas estén limpias.

OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO -16ST3 Y 16ST4

AGUJERO DE 8 1/2 PULGADAS POZO VILLANO-16ST3 (11676' a 13940' MD)

Esta etapa se perforo de 11676' hasta 13940', avance 2264'. Como fluido de perforation se utilizo un lodo tipo **BASE ACEITE/ PARADRIL** de densidad 9.5 -14.1 lbs/lgn., viscosidad de embudo de 110-85 sec/qt, la vp/yp 35/28-28/22, filtrado 4.5-3.9, sólidos 16.7-28.9, LGS 2.9-4.6, Oil-Agua 81.3-18.7/ 94.5-5.5.

Mientras se perforo la sección de 12293' a 13582' MD (avance 1289'), agujero de 8 Vz del sidetrack-3, no se realizaron viajes cortos ni largos así como regresiones de tubería para acondicionar el agujero, lo que determino que al sacar tubería. para cambio de broca, se tenga que rimar y circular aproximadamente de 2 a 3 horas por parada (3 juntas), lo que normalmente se realiza entre 3 a 10 minutos; además de 13582' a 11676', se presentaron varios intentos de empaquetamientos, los cuales fueron anuncios para que los mismos fueran corregidos. **POZO PRODUCTOR VILLANO-16HST2**

Después de 24 días de producción en el pozo VILLANO-16HST2 se presento una reducción de la producción de 2993 a 782 BFPD, por lo que la operadora decidió remplazar el equipo de bombeo eléctrico sumergible (BES); el mismo que fue retirado en buenas condiciones; realizan viajes de limpieza determinando que existe una obstrucción dentro del agujero de 8 1/2" a 14568' MD, a esta profundidad esta el tramo de 35' que no fue recubierto por el liner de 5" y además fue sometido al cambio de densidad de lodo de 14.0 a 9.7 Ipg; se intento limpiar, remover, molerel liner de 5", sin éxito, **llegando a perderse el pozo.**

De lo expuesto se concluye lo siguiente:

- La operadora manifiesta que la sección de 8 1/2" que quedo sin revestimiento, no es propensa al colapso, gracias al cemento silíceo que mantiene cohesionada en los granos de la formación.

Del análisis realizado, la DNH determina que los 35' descubiertos en zona de lutitas mas el cambio de densidad de lodo de 14.0 a 9.7 Ipg, provocaron inestabilidad y el colapso de las paredes del pozo, razón por la cual a los 24 días de haber iniciado la producción se perdió el mismo.

Halliburton insiste en recomendar que antes de cada maniobra, se bombee píldora viscosa/pesada, cuando se tiene alta rata de penetración (ROP) rotando o deslizando, también circular mínimo dos fondos arriba hasta que zarandas estén limpias.

d) OPERACIONES DE PERFORACIÓN POZO 16ST3 Y VILLANO-16ST4

AGUJERO DE 8 1/2 PULGADAS POZO VILLANO-16ST3 (11676' a 13940' MD)

Esta etapa se perforo de 11676' hasta 13940', avance 2264'. Como fluido de perforation se utilizo un lodo tipo **BASE ACEITE/ PARADRIL** de densidad 9.5 -14.1 lbs/lgn., viscosidad de embudo de 110-85 sec/qt, la vp/yp 35/28-28/22, filtrado 4.5-3.9, sólidos 16.7-28.9, LGS 2.9-4.6, Oil-Agua 81.3-18.7/ 94.5-5.5.

Mientras se perforo la sección de 12293' a 13582' MD (avance 1289'), agujero de 8 Vz del sidetrack-3, no se realizaron viajes cortos ni largos así como regresiones de tubería para acondicionar el agujero, lo que determino que al sacar tubería. para cambio de broca, se tenga que rimar y circular aproximadamente de 2 a 3 horas por parada (3 juntas), lo que normalmente se realiza entre 3 a 10 minutos; además de 13582' a 11676', se presentaron varios intentos de empaquetamientos, los cuales fueron anuncios para que los mismos fueran corregidos.

POZO PRODUCTOR VILLANO-16HST2

Después de 24 días de producción en el pozo VILLANO-16HST2 se presento una reducción de la producción de 2993 a 782 BFPD, por lo que la operadora decidió reemplazar el equipo de bombeo eléctrico sumergible (BES); el mismo que fue retirado en buenas condiciones; realizan viajes de limpieza determinando que existe una obstrucción dentro del agujero de 8 1/2" a 14568' MD, a esta profundidad esta el tramo de 35' que no fue recubierto por el liner de 5" y además fue sometido al cambio de densidad de lodo de 14.0 a 9.7 Ipg; se intento limpiar, remover, molerel liner de 5", sin éxito, **llegando** a perderse el **pozo**.

perforación para recuperar libertad pero sin éxito, problema este que se presento dentro de! tramo de 12293' a 13582' MD, zona en el que no se realizaron viajes de acondicionamiento durante la perforación.

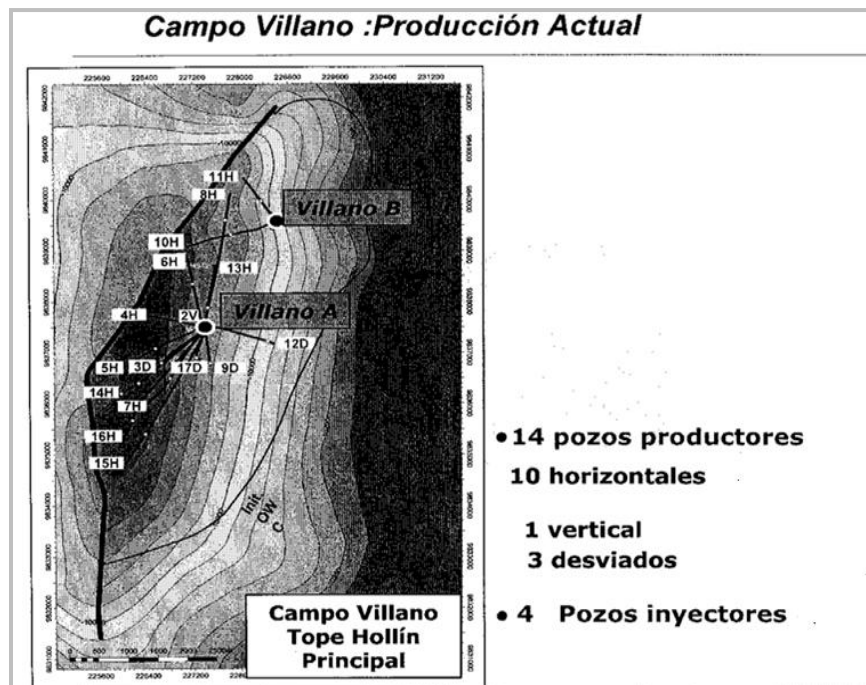
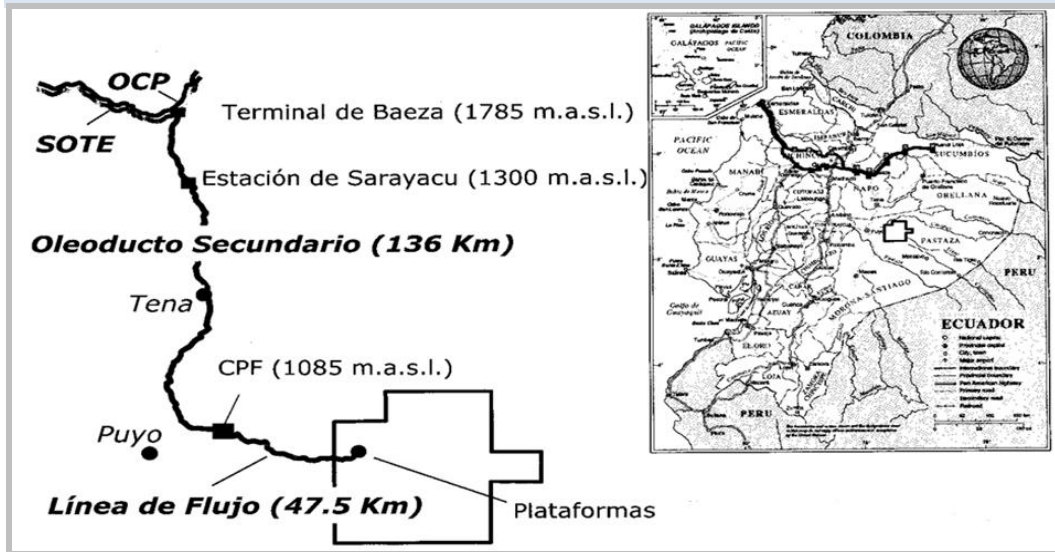
Luego de varios intentos accionando el martillo de perforación hacia abajo y hacia arriba, se procedió a inyectar una píldora acida de 14.1 Ipg hasta 11.9 Ipg para alivianar la columna hidrostática, se continuo trabajando con sarta de perforación con torque y tensión por cuatro días, luego de haber alivianado la densidad del fluido de perforación para mantener la estabilidad del pozo, no se logro recuperar la sarta de perforación. En este punto considerando el riesgo de desestabilizar el pozo completamente, se procedió a cortar la tubería de perforación a 13090' MD con el fin de recuperar la parte no atascada y posteriormente colocar un tapon de abandono de cemento desde 13090' a 12450' MD; dejando pescado de 204.5', aproximadamente a 13090' MD (**cuarto pescado**).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Realizado el análisis técnico se puede concluir lo siguiente:

- a) En la sección de 12 1/4", de 5865 pies hasta la profundidad de 10280 pies, se experimento un aprisionamiento de la sarta de perforación, causando pérdida total de rotación e irnposibilitando la extracción de la misma; se realizaron varios intentos por recuperarla, sin éxito, **concluyendo** la **operadora** que el aprisionamiento fue posiblemente debido a una caída parcial de material conglomerado grueso. Es muy improbable que esto ocurra. en razón que son paquetes de conglomnerados muy compactos y no se tiene antecedente alguno que en los pozos perforados en la región oriental se haya producido derrumbes de conglomnerados en la formación Tivuvacu y haya quedado aprisionada la tubería.
- b) En el intervalo perforado de 5872' a 9512' se realizaron tres viajes cortos localizados a 7022', 7979', 9034', se bombearon 8 píldoras dispersas, viscosas, viscosas pesadas a 6221', 6264', 7022', 7112', 7979', 8954*, 9034'y 9512' las dos últimas píldoras se bombearon después de haber perforado 80' y 478'. respectivamente; sin embargo a 9512' se saca tubería y se baja ensamblaje con un estabilizador ubicado a 47.82' por encima de la broca, perforan hasta 10280' y **no se bombean píldoras** en los 738' avanzados, solo incrementan el peso de 10 a 10.5 Ipg.

LOCALIZACIÓN EMPRESA PETROLERA ECUADOR



REGLAMENTO DE CONTABILIDAD DE COSTOS CAPITULO II

INFORMACIÓN CONTABLE DE LA CONTRATISTA

Art. 3.- Conceptos principales.- Las compañías que mantengan contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, a fin de cumplir los objetivos señalados en el Art. 1, deberán llevar estados contables compatibles con las leyes ecuatorianas. En particular, asignarán las inversiones, costos y gastos a los siguientes conceptos:

- Inversiones de exploración.
- Inversiones de desarrollo.
- Inversiones de producción.
- Costos y gastos de extracción y operación.
- Actividades de transporte.

Art. 4.- Inversiones de exploración.- Se contabilizarán dentro de este concepto los egresos realizados por la contratista para la ejecución del programa exploratorio desde la inscripción del contrato en el Registro de Hidrocarburos hasta la declaratoria de comercialidad de los yacimientos, incluyendo los ocasionados en la evaluación de comercialidad de los mismos, e igualmente los ocasionados en cualquier otro programa adicional de exploración aceptado por Petroecuador y aprobado por el Ministerio de recursos naturales y no renovables .

Los egresos se clasificarán en la siguiente forma:

- a. Prospección geológica y geofísica
- b. Gastos de topografía, aerofotogrametría, geología, sísmica, magnetometría, gravimetría y cualquier otro método de investigación geológica y geofísica.
- c. Mantenimiento de equipos de exploración y de campamentos; provisiones y servicios de alimentación, sueldos, cargas sociales, vigilancia, honorarios, gastos legales, pagos por expropiaciones y servidumbres.
- d. . Gastos de aviación y transporte de personas y materiales.
- e. Construcción y mantenimiento de vías de acceso a las áreas de trabajo.
- f. Perforación de pozos exploratorios
- g. Costos intangibles
- h. Inversiones tangibles

Evaluación de los descubrimientos:

- i. Perforación de pozos de avanzada, cuyos registros se dividirán en la forma indicada en el numeral 4.2. de este Reglamento.
- j. Gastos incurridos en la evaluación y proyección económica de los ingresos, costos y gastos, estimados para el área reservada para la explotación.
- k. Inversiones en propiedad, planta y equipo: Son aquellas efectuadas en el período de exploración, en obras, instalaciones y equipos, incluyendo las obras que se inician en este período y se concluyen en el período de producción.

Art. 5.- Inversiones de desarrollo.- Se registran en este concepto todos los egresos realizados por la contratista, desde la declaratoria de comercialidad hasta que la primera unidad de hidrocarburos esté disponible para la venta en el terminal de exportación o centro de industrialización y comprenderán los incurridos en perforación y completación de pozos de desarrollo; instalaciones y facilidades de producción, almacenamiento y evacuación de hidrocarburos; así como las instalaciones y campamentos contemplados en el plan de desarrollo de los campos, aprobado por CEPE y el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.

Los egresos se clasificarán en la siguiente forma:

- a. Perforación de pozos de desarrollo, cuyos registros se dividirán en la forma indicada en el numeral 4.2. de este Reglamento.
- b. Estudios de ejecución de obras, instalaciones y equipos necesarios para la recolección, separación, almacenamiento, transporte por ductos secundarios y la refinación de crudo para las necesidades de consumo en el campo.
- c. Construcción y arrendamiento de vías de acceso en el área de desarrollo, puertos y aeropuertos.
- d. Compra o construcción de plataformas marinas.
- e. Gastos de operación realizados en la producción de los campos desarrollados, hasta que la primera unidad de producción se encuentre disponible para la venta en el terminal de exportación o centro de industrialización señalado.
- f. Gastos de administración realizados durante esta fase, cuyos registros se dividirán en la forma indicada en el numeral 4.5 de este Reglamento.
- g. Mantenimiento de equipos y de campamentos, provisiones y servicios de alimentación; sueldos, cargas sociales del personal de campo, vigilancia, honorarios, gastos legales, indemnizaciones a terceros y pagos por expropiaciones y servidumbres.

Art. 6.- Inversiones de producción.- Formarán parte de este concepto todos los egresos realizados por la contratista que incrementen la propiedad, planta y equipo, aprobados por Petroecuador, desde la llegada de la primera unidad de hidrocarburos, a los centros de industrialización o comercialización hasta la terminación del contrato.

Los egresos se clasificarán en la siguiente forma:

- a. Perforación de pozos adicionales de desarrollo, cuyos registros se dividirán en la forma indicada en el numeral 4.2. de este Reglamento.
- b. Instalaciones, equipos y servicios para reacondicionamiento de pozos y levantamiento artificial.
- c. Instalaciones para recuperación secundaria.
- d. Restituciones que incrementen el valor de los sistemas de recolección, separación, almacenamiento y otras facilidades de producción.
- e. Otros no especificados anteriormente, necesarios para la actividad de producción y debidamente aprobados por Petroecuador.

Art. 7.- Costos y gastos de extracción y operación.- Se refiere a los egresos que realice la contratista en nombre de Petroecuador durante un año financiero, en las actividades de extracción de hidrocarburos y su transporte por ductos secundarios, exceptuando los egresos para inversiones a que se refiere el Art. 6 de este Reglamento.

Los egresos se clasificarán en la siguiente forma:

- a. Gastos de administración
- b. Gastos generales de administración directamente relacionados con el contrato, cuyos registros se dividirán en la forma indicada en el numeral 4.5. de este Reglamento.
- c. Costos de operación
- d. Salarios de obreros y sueldos de empleados, exceptuándose los correspondientes al personal de supervisión y otros establecidos a través de las relaciones laborales.
- e. Materiales y suministros utilizados en la extracción de hidrocarburos, incluido sus costos de transporte hasta el área de operaciones.
- f. Servicios técnicos de producción.

Art. 26.- Determinación de la inversión no amortizada, INA: La inversión no amortizada, INA, constituye el valor neto de las inversiones de desarrollo y producción, al final de cada año financiero. Dicho valor neto se obtendrá deduciendo de las inversiones brutas las respectivas amortizaciones acumuladas e incrementando las nuevas inversiones realizadas en el año financiero.

Las nuevas inversiones serán amortizadas en diez años, pero cuando el vencimiento del plazo del contrato sea inferior a diez años, la amortización se ajustará al período que faltare para su vencimiento, en cuotas anuales iguales

Art. 27.- Producción anticipada. En el caso de producción anticipada de uno o más yacimientos declarados comerciales, siguiendo los procedimientos estipulados en este Reglamento, se registrarán las inversiones del desarrollo de estos yacimientos en una cuenta provisional "Inversiones de desarrollo para producción anticipada". El neto de esta cuenta constituirá la inversión no amortizada, INA, y servirá para calcular el reembolso de las de desarrollo de estos yacimientos y el pago de la tasa por los servicios a la contratista. Al final de la fase de desarrollo del área total del contrato, el saldo por amortizarse de estas inversiones pasará a formar parte de las inversiones de desarrollo correspondientes al área total materia del contrato.

El reembolso de las inversiones de desarrollo de estos yacimientos y los costos y gastos de extracción y operación en que incurra la contratista, así como el pago de la tasa por los servicios, se realizarán de conformidad a lo previsto en el Art. 26 de este Reglamento.

En cuanto a las inversiones de exploración y a las inversiones de desarrollo de los demás campos del área del contrato, la contratista deberá continuar realizándolas, según los programas aprobados y se contabilizarán dentro de las cuentas que correspondan a "inversiones de exploración" e "inversiones de desarrollo", respectivamente. Dichas inversiones se contabilizarán y se capitalizarán para su correspondiente reembolso que será efectivo a partir de la producción comercial del área total del contrato.

LEY DE HIDROCARBUROS

Art. 25.- (Programa exploratorio. Forma e inversión en las actividades exploratorias).- En todos los contratos, se exigirá un programa exploratorio, el mismo que se ejecutará en la forma que acuerden las partes.

Los contratistas o asociados, llevarán a cabo las actividades relativas a la exploración del área contratada por medio de investigaciones geológicas, geofísicas, perforación de pozos y cualquiera otras operaciones aceptadas por la industria petrolera para la exploración, con el fin de investigar totalmente el área y evaluar las trampas estructurales o estratigráficas descubiertas.

De haberse detectado trampas estratigráficas o estructurales, el contratista o asociado, deberá perforar por lo menos un pozo exploratorio por cada cien mil hectáreas o fracción superior a cincuenta mil, perforación que deberá alcanzar profundidades que penetren en las formaciones geológicas potencialmente hidrocarburíferas. Igualmente, para áreas contratadas de cincuenta mil hectáreas o menores, el contratista o asociado tendrá la obligación de perforar por lo menos un pozo exploratorio. Se exigirá así mismo una inversión promedio en sucesos no inferior al valor equivalente a ciento veinte y ciento ochenta dólares USA al cambio oficial vigente anuales por hectárea, en superficie terrestre y en superficie marina, respectivamente, durante los tres primeros años del período de explotación, para cuyo efecto se tomara en cuenta sólo el área reservada para la explotación. Las inversiones en los años sucesivos deberán ser acordadas entre las partes.

Art. 27.- Garantía por actividades exploratorias).- Antes de inscribirse el contrato, el contratista o asociado rendirá una garantía en dinero efectivo, en bonos del Estado o en otra forma satisfactoria, equivalente al veinte por ciento de las inversiones que se comprometa a realizar durante el período de exploración.

La garantía será devuelta al contratista o asociado al pasar al período de explotación y una vez que hubiere demostrado que ha cumplido con todas las obligaciones del período de exploración o cuando se diere por terminado el contrato, previa justificación de no haber tenido resultados favorables en la exploración. Esta garantía se hará efectiva en caso de incumplimiento de cualesquiera de las obligaciones estipuladas para este período.

Art. 28.- (Garantía por actividades de explotación).- Dentro de los treinta días siguientes a la iniciación del período de explotación, el contratista o asociado rendirá, en una de las formas señaladas en el artículo anterior, una garantía equivalente al veinte por ciento de las inversiones que se comprometa a realizar en los tres primeros años de este período, la cual se reducirá en proporción directa al cumplimiento total del programa anual comprometido o se devolverá a la terminación del contrato por falta de producción comercial, debidamente justificada por el contratista y aceptada por PETROECUADOR.

El contratista o asociado perderá la garantía si no cumple las obligaciones contractuales en los tres primeros años del período de explotación, sin perjuicio del derecho de PETROECUADOR de cobrar por la vía coactiva los valores que estuviere adeudando el contratista.

Art. 29.- (Obligaciones de los contratistas o asociados por terminación de los contratos).- Al término de un contrato de exploración y explotación, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el período de explotación, el contratista o asociado deberá entregar a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad; y, en buenas condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato, así como trasladar aquellos que PETROECUADOR señale, a los sitios que ella determine. Si la terminación del contrato se produjere en el período de exploración, el contratista o asociado entregará a PETROECUADOR, sin costo y en buenas condiciones, los pozos, campamentos y obras de infraestructura.

Así mismo, al término de un contrato, para fines de refinación, transporte por oleoductos, poliductos y gasoductos, almacenamiento y comercialización, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa, el contratista o asociado deberá entregar a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de conservación, las propiedades, maquinarias, instalaciones, equipos y demás bienes adquiridos para los fines del contrato.

Art. 30.- (Prohibición a los contratistas de disponer de los bienes).- Los contratistas o asociados no podrán enajenar, gravar o retirar, en el curso del contrato, parte alguna de los bienes a que se refiere el artículo anterior, sin autorización del Ministerio del Ramo. La negligencia, el descuido o el dolo en la conservación de los bienes referidos en aquel artículo que son propiedad virtual del Estado, acarrearán responsabilidad civil y penal de acuerdo con las leyes.

Art. 31.- (Obligaciones de PETRO-ECUADOR y de los contratistas o asociados).- PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente:

- a) Emplear en el plazo de seis meses de iniciada las operaciones, sea que la realicen directamente o a través de contratos, un mínimo de ecuatorianos de: noventa y cinco por ciento en el personal de obreros, noventa por ciento en el personal de empleados administrativos y setenta y cinco por ciento en personal técnico, a menos que no hubiere técnicos nacionales disponibles. En el plazo de dos años el noventa y cinco por ciento del personal administrativo deberá ser ecuatoriano;
Adicionalmente el contratista realizará un programa de capacitación técnica y administrativa, en todos los niveles, de acuerdo al Reglamento de esta Ley, a fin de que en el lapso de los primeros cinco años de período de explotación, la ejecución de las operaciones sea realizada íntegramente por trabajadores y empleados administrativos ecuatorianos y por mínimo de noventa por ciento del personal técnico nacional. El diez por ciento del personal técnico extranjero fomentará la transferencia de tecnología al personal nacional. (*)
- b) Someter a la aprobación del Ministerio del Ramo los planes de exploración y desarrollo de yacimientos o de otras actividades industriales, antes de iniciar su ejecución;
- c) Suministrar al Ministerio del Ramo, trimestralmente o cuando lo solicite, informe sobre todos los trabajos topográficos, geológicos, geofísicos, de perforación, de producción, de evaluación y estimación de reservas, y demás actividades acompañando los planos y documentos correspondientes;
- d) Suministrar al Ministerio del Ramo cuando se lo requiera, datos económicos relativos a cualquier aspecto de la exploración, de la explotación y de otras actividades industriales o comerciales, y sobre los costos de tales operaciones;
Emplear maquinaria moderna y eficiente, y aplicar los métodos más apropiados para obtener la más alta productividad de las actividades industriales y en la explotación de los yacimientos, observando en todo caso la política de conservación de reservas fijada por el Estado;

- f) Sujetarse a las normas de calidad y a las especificaciones de los productos, señaladas por el Ministerio del Ramo;
- g) Franquear al uso público según lo requiera el Ministerio del Ramo, las vías de comunicación, aeropuertos, puertos marítimos y fluviales, que construyeren;
- h) Presentar dentro de los tres primeros años del periodo de exploración, el mosaico aerofotogramétrico de la zona terrestre contratada, utilizando la escala y las especificaciones que determinare el Instituto Geográfico Militar. El levantamiento aerofotogramétrico, si no estuviere hecho, se realizará por intermedio o bajo el control del Instituto y los negativos serán de propiedad del Estado;
- i) Delimitar definitivamente el área contratada y entregar el documento cartográfico correspondiente, dentro de los cinco primeros años del período de explotación, siguiendo métodos geodésicos u otros métodos científicos, según el Reglamento del Ministerio del Ramo. En este trabajo intervendrá, por parte del Estado, el Instituto Geográfico Militar o el Instituto Oceanográfico de la Armada, según sea el caso. De existir dicho documento cartográfico, la compañía tiene la obligación de actualizarlo;
- j) Contribuir, durante el período de exploración, para el desarrollo de la educación técnica nacional y para el otorgamiento de becas, en el País o en el extranjero, de estudios especializados en la industria de hidrocarburos. Este aporte será administrado por el Instituto Ecuatoriano de Crédito Educativo y Becas, (IECE);
- k) Presentar para la aprobación del Ministerio del Ramo, hasta el primero de diciembre de cada año, un detallado programa de las actividades a realizarse en el año calendario siguiente, incluyendo el presupuesto de inversiones.
Además, en el período de explotación, el contratista deberá, presentar anualmente para la aprobación del Ministerio del Ramo, el programa quinquenal actualizado de las actividades a desarrollar, incluyendo su presupuesto, conjuntamente con el programa operativo mencionado en el inciso anterior. (*)
- m) Presentar, así mismo en el primer mes de cada año, un informe detallado de las operaciones realizadas en el año inmediato anterior, incluyendo datos sobre exploración, producción, reservas, transporte, refinación y otras actividades industriales, ventas internas, exportaciones, personal y demás pormenores de los trabajos;
- n) Llevar en Idioma Castellano y en forma actualizada la contabilidad financiera y de costos, con los respectivos registros y comprobantes, y conservarlos durante el período del contrato y diez años después, de acuerdo con las normas legales, los principios de contabilidad generalmente aceptados y las normas
No depositare las cauciones o garantías a que se hubiere obligado en la forma y en los plazos estipulados en el contrato;

CADUCIDAD, SANCIONES Y TRANSFERENCIAS

Art. 74.- (Causas de caducidad de los contratos).- El Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, sí el contratista:

1. Dejare de pagar las regalías, primas de entrada, derechos superficiares, participaciones y otros compromisos establecidos en la Ley o en el contrato; o dejare de cumplir cualesquiera de las obligaciones determinadas en el artículo 31;
2. No depositare las cauciones o garantías a que se hubiere obligado en la forma y en los plazos estipulados en el contrato;
3. No iniciare las operaciones de exploración según lo previsto en el contrato o si una vez iniciada la suspendiere por más de sesenta días sin causa que los justifique calificada por PETROECUADOR. (*)
4. Suspendiere las operaciones de explotación por más de treinta días, sin justa causa, previamente calificada por el Ministerio, salvo fuerza mayor o caso fortuito que deberán avisarse a PETROECUADOR, en un plazo máximo de diez días; (*)
5. No se iniciare, en un plazo máximo de treinta días, las operaciones de explotación, una vez desaparecidas las causas que motivaron la suspensión;
6. No invirtiere las cantidades mínimas anuales, no realizare las perforaciones o no efectuare las tareas para los períodos de exploración y explotación, según lo establecido en el contrato
7. No efectuare las inversiones de utilidades estipuladas en el contrato;
8. Hubiese empleado fraude o medios ilegales, en la suscripción del contrato; Traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio;
9. Integrare consorcio o asociaciones para las operaciones de exploración o explotación, o se retirare de ellos, sin la autorización del Ministerio; y,

CLAÚSULAS DEL CONTRATO

CUATRO.TRES.VEINTE Y CUATRO (4.3.24.) Inversiones: Son los egresos efectuados directamente por la contratista o indirectamente a través de sus Compañías Relacionadas, dentro o fuera del Ecuador, aprobados por el Comité de Administración, de conformidad con el procedimiento establecido en las Cláusulas novena y décima y contabilizados de acuerdo con el Reglamento de Contabilidad, que son susceptibles de capitalización, razonables y necesarios para explorar, descubrir, desarrollar, producir, obtener, mantener e incrementar la producción de Petróleo Crudo en el Area del Contrato y transportarlo por Ductos Secundarios hasta los Centros de Fiscalización; así como otros egresos incurridos en los Períodos de Exploración y de Explotación por concepto de cualquier otra actividad dentro del marco de este Contrato que sean susceptibles, en este último Período, de ser capitalizables.

CUATRO.TRES.VEINTE Y CUATRO.UNO. (4.3.24.1.) Inversiones de Exploración: Son todos los egresos incurridos directamente por la contratista o indirectamente a través de sus Compañías Relacionadas, durante el Período de Exploración, así como todos los egresos adicionales ("Inversiones de Exploración Adicionales") efectuados durante el Período de Explotación, para explorar, descubrir y evaluar la comercialidad de yacimientos de hidrocarburos dentro del Area del Contrato.

CUATRO.TRES.VEINTE Y CUATRO.DOS. (4.3.24.2.) Inversiones de Desarrollo: Son los egresos incurridos directamente por la contratista o indirectamente a través de sus Compañías Relacionadas, para desarrollar y poner en producción los descubrimientos de yacimientos de Petróleo Crudo en el Area del Contrato, durante la Fase de Desarrollo, de acuerdo al respectivo Plan de Desarrollo; así como los egresos de desarrollo de yacimientos en Explotación Anticipada y los egresos de desarrollo de nuevos yacimientos descubiertos durante la Fase de Producción.

CUATRO.TRES.VEINTE Y CUATRO.TRES. (4.3.24.3.) Inversiones de Producción: Son los egresos incurridos directamente por la contratista o indirectamente a través de sus Compañías Relacionadas, durante la Fase de Producción o en Explotación Anticipada, para producir Petróleo Crudo del Area del Contrato, y mantener o aumentar tal producción, que incrementen el valor no amortizado de los Activos Fijos, destinados a la ejecución de este Contrato.

CUATRO.TRES.VEINTE Y NUEVE. (4.3.29.) Petróleo Crudo: Son los hidrocarburos, en estado líquido, sin importar su gravedad, incluyendo los originados en Yacimientos de Condensado de Gas, provenientes directamente de la boca del pozo o a través del separador convencional de campo.

CUATRO.TRES.TREINTA. (4.3.30.) Plan Exploratorio Mínimo: Es el conjunto de actividades mínimas e Inversiones estimadas que la contratista se obliga a realizar durante el Período de Exploración, según consta en el anexo tercero (III), aprobado por el Comité Especial de Licitación, con el fin de investigar el Area del Contrato y evaluar las trampas estructurales o estratigráficas que se descubrieren.

CUATRO.TRES.TREINTA Y UNO. (4.3.31.) Plan de Desarrollo: Es el conjunto de actividades mínimas e Inversiones estimadas que la contratista propone y se compromete a realizar durante la Fase de Desarrollo para poner en producción los yacimientos descubiertos durante el Período de Exploración, aprobado por CEPE y el Ministerio de Energía y Minas, de manera previa a la declaratoria de Comercialidad. Dicho Plan de Desarrollo deberá estar basado en todos los parámetros de comercialidad establecidos en las Bases de Contratación, así como en aquellos relativos a las tarifas por Ductos Principales y cualquier otro factor que afectaría necesariamente la factibilidad económica y técnica de desarrollo de los yacimientos descubiertos en el Período de Exploración.

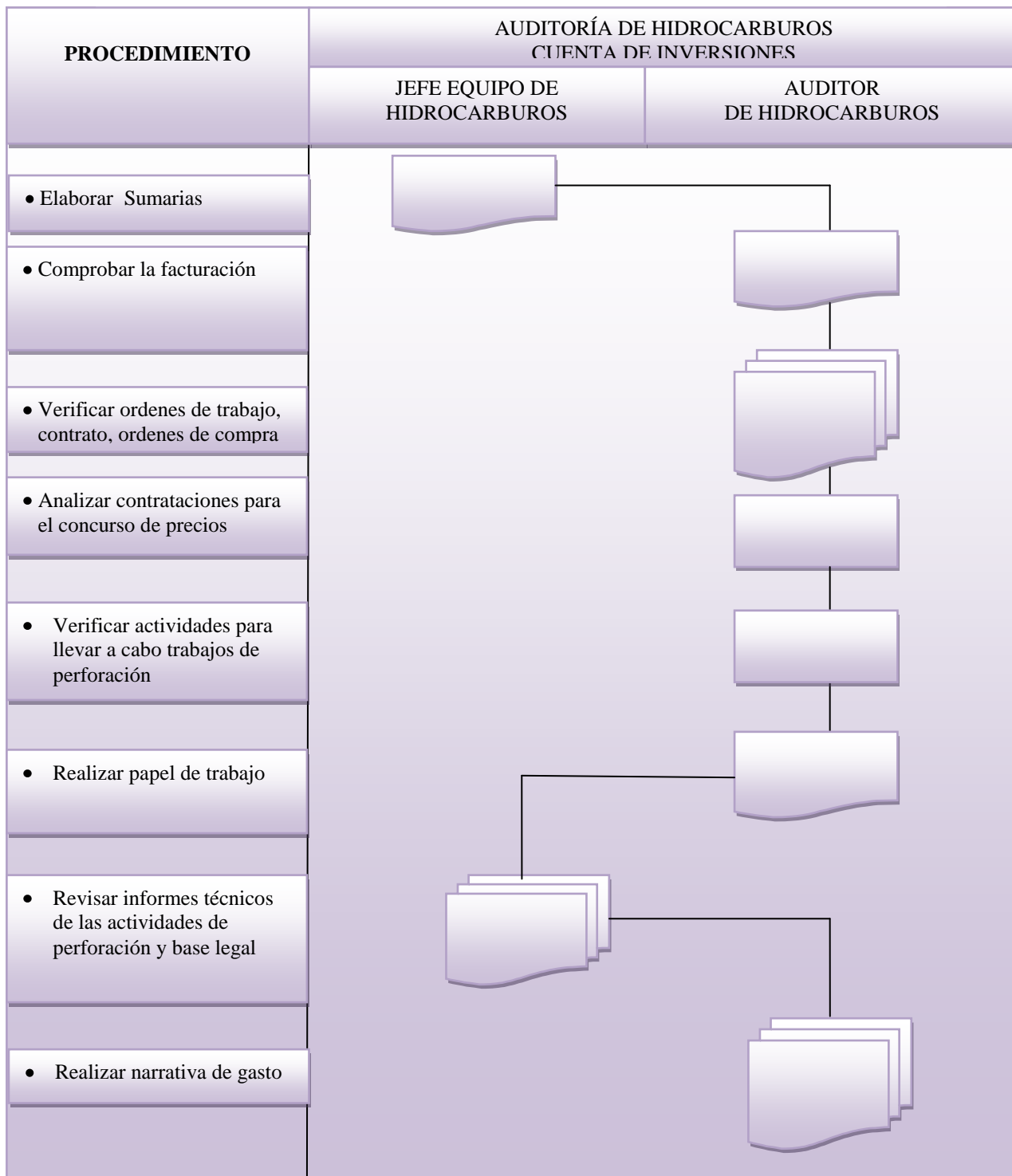
CUATRO.TRES.TREINTA Y DOS. (4.3.32.) Plan Quinquenal: Es el conjunto de actividades proyectadas y de Inversiones estimadas, propuesto por la contratista durante el Período de Explotación, para los cinco Años Fiscales siguientes a la fecha de presentación de dicho Plan. Este Plan deberá ser actualizado anualmente, y será estudiado y aprobado de conformidad con la cláusula diez.dos.uno. (10.2.1.).

CUATRO.TRES.TREINTA Y TRES. (4.3.33.) Programas y Presupuestos Anuales: Son el conjunto de actividades y de Inversiones estimadas y/o de Costos y Gastos estimados que la contratista deberá presentar hasta el primero de octubre de cada Año Fiscal y que se propone realizar en el Año Fiscal siguiente.

CUATRO.TRES.TREINTA Y TRES.UNO. (4.3.33.1.) Los Programas y Presupuestos Anuales se formularán detalladamente de acuerdo con la clasificación y conceptos contenidos en el Reglamento de Contabilidad, determinándose de manera específica los rubros que corresponden a Inversiones, Costos y Gastos y Tasa por los Servicios.

FLUJOGRAMA DE PROCEDIMIENTOS DE LA CUENTA DE INVERSIONES

FIGURA No 14



NARRATIVA DE INVERSIONES DE PRODUCCION

Elaborado por: Carlos Sarasti

Fecha: 2 de junio del 2010

NATURALEZA.- Las Inversiones por su naturaleza son de saldo deudor y se encuentran formando parte del Estado de Inversiones del año 2009.

ALCANCE DEL EXAMEN

El saldo en libros de este rubro asciende a USD. 7.450.225,70 y para la verificación por parte de auditoría se escogió aquellos AFES y cuentas que tienen saldos representativos, y de ellas se tomó los movimientos y registros contables de mayor relevancia. El análisis practicado a esta cuenta correspondió al período comprendido desde el 1 de enero al 31 de diciembre del 2009, para lo cual fue necesario la aplicación de las Normas Ecuatorianas de Auditoría, en el análisis se verificó el cumplimiento de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento de Aplicación, Leyes y Reglamentos Aplicables en las actividades de Perforación de Pozos Adicionales y de Desarrollo, cumplimiento del contrato de Prestación de Servicios.

CODIGO	DESCRIPCION	VALOR
D.1.1.1	PREPARACION DEL SITIO DE PERFORACION Y CONSTRUCCION VIAS DE ACCESO A LOS POZOS MOVILIZACION, ETC	3.677.298,13
D.1.1.2	TRANSPORTE AEREO, FLUVIAL, MARITIMO Y TERRESTRE DE PERSONAL EQUIPO, MATERIALES Y VITUALLAS	2.554.336,53
D.1.1.3	GASTOS DE MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACION DE BIENES Y SERVICIOS DE ALIMENTACION	86.289,86
D.1.1.4	SUELDOS Y BENEFICIOS DEL PERSONAL TÉCNICO DE DIRECCIÓN, SUPERVISIÓN, APOYO Y OPERATIVO EN LA ACTIVIDAD DE PERFORACION	943.712,17
D.1.1.8	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	184.290,16
D.1.1.12	GASTOS GENERALES ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD	192.188,32
D.1.2	COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION	(187.889,47)
SUBTOTAL PERFORACION DE POZOS ADICIONALES DE DESARR.		7.450.225,70

Para fines de análisis de las Inversiones de Producción se procedió a seleccionar por AFES, de los cuales se consideró para análisis los más altos, los cuales se detallan a continuación:

AFE 5J5BV018 VILLANO 18 DRILLING (P/T B.2.1)

Este AFE está desglosado en los siguientes rubros:

D.1 PERFORACION DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO

D.1.1.1 A	5J5BV018	1.107.030,71
D.1.2 A	5J5BV018	782.603,58
D.1.1.3 A	5J5BV018	22.191,85
D.1.1.4.A	5J5BV018	254.793,90
D.1.1.8.A	5J5BV018	55.322,34
TOTAL		2.221.942,38

D.1.1.1 PREPARACION DEL SITIO DE PERFORACION

D.1.2.A	5J5BV018	2.577,68
TOTAL		2.577,68

TOTAL AFE		2.224.520,06
------------------	--	---------------------

El AFE 5J5BV018 VILLANO 18 DRILLING registró cargos durante el año 2009 por el valor de US \$ 2.224.520,06 el valor analizado es de US \$ 2.125.220,36, que equivalen al 91% del total; dentro del AFE consta la perforación del pozo V 18 H, y costos de movilización del equipo de perforación. En el año 2007, la empresa no perforó el pozo V18 H, por tanto modificó el presupuesto y se disminuyen las inversiones. En el año 2008 tampoco perforaron el pozo, en el año 2009 se registran cargos pero no se realiza la perforación.

Los cargos efectuados corresponden al siguiente detalle:

COMPAÑÍAS DE SERVICIOS PETROLERO SON:

PETREX S. A., misma que, mediante Resolución No. 83-2009 del 19 de agosto del 2009, autorizó la subcontratación del servicio de taladro de perforación para el campo Villano, que permite la subcontratación del taladro de perforación helitransportable según contrato No.125766 APENDICE "A" de Helitransportable Rig 5824.

HAZWAT CIA LTDA., mediante Resolución del CAD No. 094 del 2 de octubre del 2009, se autoriza el Incremento de Fondos al Contrato de Hazwat Cía. Ltda., por la subcontratación de servicios para tratamiento de desechos peligrosos y cortes de perforación en el campo Villano A.

CORPORACION ADUANERA ECUATORIANA, por reembolsos de impuestos arancelarios sin exoneración.

ADMIRAL COMERCIAL INMOBILIARIA C.L., compra de un contenedor habilitado para oficina

VENEGAS LOZADA ALEJANDRO RAMIRO, compra de tabloncillos para almacenar la tubería VB& PR.06701 de Agip en el CENTRO DE ABASTECIMIENTOS RV & SAN JOSE.

NORTH AMERICAN TRADING CORP, compra de tubería de Casing 30" Casing 1" wall 310 LB/FT.

AEROMASTER AIRWAYS S.A., provisiones en base a estimados, estos son creados automáticamente por el sistema y reversados el primer día del próximo mes.

CORPORACION ECUATORIANA DE TRATAMIENTO DE AGUA CETAGUA S.A., servicios de control de sólidos de la fase IV, según consta en el contrato No. CO-1255421-1.

COMENTARIO:

La Compañía PETROLERA ECUADOR, no entregó la documentación que provocó el registro del asiento 117-12-018, sin embargo de que este fue solicitado por reiteradas ocasiones, situación que obliga a la determinación del ajuste correspondiente, que consta en, EX.10 y el correspondiente comentario de control interno en EX.11, también se procede a realizar la reclasificación EX.1, que trata de la activación de un bien (Camper).

Posteriormente a la revisión del Informe Provisional de Auditoría, PETROLERA ECUADOR, presentó documentación justificativa mediante la cual se comprobó los cargos que fueron ajustados por el valor de US\$ 1.679.815,44, por lo que se procedió a dejar sin efecto el ajuste realizado.

CONCLUSIÓN:

Auditoría de la DNH, determinó que los valores presentados por PETROLERA ECUADOR, son razonables, excepto por el ajuste de US\$ 22.000.

AFE 5J5BVS16 VILLANO 16 ST3 PERFORACION (P/T No. B.2.12)

D.1.1.1-a	5J5BV S16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	(470.072,28)
D.1.1.2-a	5J5BV S16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	(22.899,13)
D.1.1.3-a	5J5BV S16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	(108,85)
D.1.1.4-a	5J5BV S16	VILLANO 16 ST3 PERFORACION	<u>(0,48)</u>
			(493.080,74)

El valor analizado corresponde al 24% del total, ya que la mayor parte de la cuenta registra reversiones, los trabajos son realizados por los siguientes proveedores:

CAMERON VENEZOLANA S.A, servicios de Instalación del Sistema de Cabezales en el pozo Villano 16 HAZWAT CIA. LTDA, servicios de de entrega, transporte y recepción de desechos peligrosos (Ripios de Perforación) ENI DIVISIONE E&P SpA reposición de gastos de técnicos extranjeros en el pozo 5J5BVS16, propios de ENI, NABORS DRILLING SERVICES LTD., provisión de tubería de perforación, que será utilizada en el pozo Villano 17H, reparación del TOP DRIVE a la finalización del contrato según lo previsto en el numeral 5 Términos de Pago, Reverses de provisiones efectuada con comprobantes No. 108-12-08529-JAN-09 16:22:51, Reverses de provisiones efectuada con comprobantes No. 108-12-06029-JAN-09 16:20:12.

CONCLUSION:

Los saldos presentados por Agip Oil Ecuador B.V. son razonables.



INFORME

Oficio No. 2515-ARCH

Quito,

Señor

**GERENTE GENERAL
PETROLERA ECUADOR**

Ciudad

De mi consideración:

Una vez que el Equipo de Auditores de la Agencia de Regulación y control de hidrocarburos, ha concluido el análisis de las Inversiones, Costos y Gastos; y Tasa de Servicios, de PETROLERA ECUADOR , año 2009; adjunto a la presente sírvase encontrar el Informe Provisional de Auditoría del año en mención, el cual será revisado conjuntamente con ustedes el día 22 de junio del 2010 a partir de las 9:00 horas en las oficinas de su Representada.

Cabe indicar que la misma reunión, se procederá a revisar también el Informe Provisional del año 2008, el cual fue remitido mediante Oficio No 150 ARCH, del 11 de marzo del 2010.

Por la atención a la presente, anticipo mi agradecimiento.

Atentamente,

SUPERVISORA DE HIDROCARBUROS

**INFORME PROVISIONAL AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE
HIDROCARBUROS**

INFORME PROVISIONAL PRESENTADO POR LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE HIDROCARBUROS, PRODUCTO DE LA AUDITORÍA CON UN PROPÓSITO ESPECIAL REALIZADO A LAS INVERSIONES, INGRESOS, COSTOS Y GASTOS DE PETROLERA ECUADOR, COMO PARTE DEL CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE PETROLEO CRUDO DE LA REGION ORIENTAL, POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL AÑO 2009, MISMO QUE CONTIENE AJUSTES, RECLASIFICACIONES Y COMENTARIOS DE CONTROL INTERNO.

AJUSTES

1. FALTA DOCUMENTACION DE SOPORTE

Aspecto detectado

UBRO	AFE	DETALLE	DEBE	HABER
		INVERSIONES NO REEMBOLSABLES	1.679.815,44	
1		PERFORACION DE POZOS ADICIONALES DE DESARROLLO		
1.1.2		TRANS. AEREO, FLUVIAL, MARITIMO Y TERRESTRE DE PERSONAL, EQ., MATERIALES Y VITUALLAS		
	5J5BV0	PERFORACION 18		559.938,48
	5J5BV019	PERFORACION 19		559.938,48
	5J5BV020	PERFORACION 20		559.938,48

Ajuste, debido a que la compañía no entregó la documentación de sustento, que soporte el registro contable, asignado con el ajuste No. 117-12-018, mediante el cual se reguló las cuentas y AFES que se detallan a continuación:

D.5.1.2-a	601091	3610	5J5KC001	DEC-09	117-12-018	(318.373,30)
D.5.1.2-a	601091	3610	5J5KC001	DEC-09	117-12-018	(398.242,14)
D.5.1.2-a	635225	3624	5J5DC001	DEC-09	117-12-018	<u>(963.200,00)</u>
(1.679.815,44)						

2. REGISTRO INDEBIDO DENTRO DE COSTOS DE OPERACIÓN – COMPRA UPS

Aspecto detectado

UBRO	CUENTA	DETALLE	DEBE	HABER
		INVERSIONES DE PRODUCCION		
1.5		OTROS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE		
1.5.1.2		ACTIVOS FIJOS NO CONTROLABLES	8.215,00	
		COSTOS Y GASTOS DE EXTRACCION Y OPERACION		
		GASTOS DE OPERACION		
2.3		SERVICIOS TECNICOS DE PRODUCCION		
	631402	SERVICIOS TECNICOS NO HOME OFFICE		8.215,00

Para ubicar dentro de Inversiones la compra de UPS marca powerware modelo 9155 tecnología on line doble conversión con una capacidad de 12KVA expandible a 15KVA bifásico, voltaje de entrada 208/220VAC, frecuencia 60HZ con baterías secas selladas libres de mantenimiento, se procede de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 6.5.1 Otras Inversiones en P.P y E; y 6.5.1.1 Activos Controlables, de las Normas de aplicación del Reglamento de Contabilidad de Costos aplicable a los Contratos de Prestación de Servicios.

Ref.: orden No. 125917 del 7 de septiembre del 2009 y factura No. 37680 de FIMA INDUSTRIAL Cía. Ltda.

2. PROVISIONES SOBRE PROYECTOS A EJECUTARSE EN EL AÑO 2010

Aspecto detectado

RUBRO	CUENTA AFE	DETALLE	DEBE	HABER
	418100	PROVISIONES POR PAGARC/P-INVERSIONES	2.406.313,29	
D.3		OTROS EGRESOS NO ESPECIFICADOS ANTERIORMENTE		
D.3.5.5		OTROS GASTOS ASIGNADOS A ESTA ACTIVIDAD		
C.3.8-C	637912 OPSENV00	ASISTENCIA A COMUNIDADES		2.406.313,29

Ajuste para regular los gastos de asistencia a las comunidades, por cuanto la compañía no justificó las provisiones realizadas con asientos 108-12-0156 por US. \$ 1.100.000,00, 108-12-078 por US. \$ 1.060.333,61 y 108-12-078 por US. \$ 245.979,68 con lo cual se determina que la contratista no provisiona en base a respaldos de facturas de trabajos o servicios efectivamente recibidos, de acuerdo a lo que determina:

"Ley de Régimen Tributario Interno Art. 10, numeral 14, determina como Deducciones: Los gastos devengados y pendientes de pago al cierre del ejercicio, exclusivamente identificados con el giro normal del negocio y que estén debidamente respaldados con contratos, facturas y comprobantes de ventas y por disposiciones legales de aplicación obligatoria"; y;

"La Norma Ecuatoriana de Contabilidad que en el numeral 15 determina: Debe reconocerse una provisión cuando se den las siguientes condiciones:

- (1) La empresa tiene una obligación presente (ya sea legal o asumida) como resultado de un suceso pasado;
- (2) Es probable que la empresa tenga que desprenderse de recursos, que incorporen beneficios económicos para cancelar tal obligación y;
- (3) Puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación".

De no cumplirse las tres condiciones indicadas, la empresa no debe reconocer la provisión.

Mediante Resolución del Comité de Administración No 048-2010, del 23 de abril se dispuso: "Aprobar los proyectos comunitarios a ser ejecutados y el suministro de bienes y servicios en las 14 comunidades indígenas del Bloque pertenecientes a las Asociación Huito y las que pertenecían anteriormente a Asodira; aprobar el costo estimado de US. \$ 1.034.379,68 destinado a la ejecución que estará a cargo de Entrix quien cobrará una tarifa del 22% sobre el valor por sus servicios. Estos costos serán cargados a la partida C.3

Ref.: Resolución del Comité de Administración No. 048-2010 del 23 de abril del 2010 y Nuevo contrato 126311 suscrito con Entrix.

3. REGULACION DE INGRESOS

DETALLE	DEBE	HABER
CUENTAS POR PAGAR OPERACIÓN BLOQUE 21	1.239.242	
INGRESOS		
SERVICIOS TRANSPORTE OLEODUCTO		
SARAYACU-BAEZA		1.239.242

Ajuste para regular los ingresos no registrados por concepto de la amortización de las instalaciones Sarayacu - Baeza. En razón de que la misma se cubre con la Cuenta por Pagar que tiene PETROLERA ECUADOR, por la entrega del Bloque, de la Estación Sarayacu (facilidades). La amortización ascendió a US. \$ 2.711.753,06, de lo cual se registró como ingreso únicamente US. \$ 1.472.511,06.

Ref.: Cálculos de amortización

RECLASIFICACIONES

INADECUADA ASIGNACION DE COSTOS

Aspecto detectado

RUBRO	CUENTA	AFE	DETALLE	DEBE	HABER
1.2.4			MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES, EQUIPOS Y CAMPAMENTOS, VIAS DE ACCESO Y LIMPIEZA DE POZOS		
	635225	8520	RENTA DE HELICOPTERO	2.016.199,28	
	635225	8401	RENTA DE HELICOPTERO	24.840,08	
	630460	8520	CATERING	110.275,95	
	630460	8401	CATERING	39.451,17	
1.2.4			MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES, EQUIPOS Y CAMPAMENTOS, VIAS DE ACCESO Y LIMPIEZA DE POZOS		
	635222	8520	ARRIENDO DE EQUIPOS SUMERGIBLES		2.126.475,23
	635222	8401	ARRIENDO DE EQUIPOS SUMERGIBLES		64.291,25

Reclasificación del valor de US. \$ 2.190.766,48 para regular los gastos correspondientes a alquiler de helicópteros (Aeromaster Airways S.A por US. \$ 2.035.825,10 e ICARO S.A. por US. \$ 5.214,16) y Alimentación provista por Conazul US. \$ 149.727,12, los valores fueron asignados inadecuadamente a la cuenta 635222 denominada Arriendo de Equipos Sumergibles.

Ref.: Mayor de la Cuenta 632222 Arriendo de Equipos Sumergibles

COMENTARIOS DE CONTROL INTERNO

4. CUMPLIMIENTO DE OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES DE AÑOS ANTERIORES

Aspecto detectado

Como un procedimiento de auditoría, se realizó el seguimiento de las observaciones y recomendaciones emitidas en las auditorías de años anteriores, de lo cual se determina lo siguiente:

OBSERVACIONES DEL AÑO ANTERIOR	AÑO 2008	
	Superado	Continúa
Por parte de Petrolera Ecuador		
Acuerdo de Transporte de crudo Petrolera Ecuador sin legalizar hasta el retiro de Perenco (16 de julio del 2009)		X
Provisiones en exceso		X
Falta de Información en Órdenes de Compra	X	
Trabajos de Reacondicionamiento empiezan antes de tener la debida autorización	X	
Altos beneficios a Expatriados		X
Registros Contables y documentación soporte en Idioma Inglés		X
Presupuestos Ejecutados no acordes al aprobado por la ARCH		X
Activos que no constan en el inventario de Propiedad, Planta y Equipo		X
Activos Fijos registrados indebidamente como Costos		X
Por parte de Petroecuador y ARCH		
Presupuestos no aprobados oportunamente por parte del CAD y la ARCH		X
Plan Quinquenal no aprobado por la ARCH		X
Demora en Reliquidación de Ingresos		X

Recomendación:

El cumplimiento de las recomendaciones emitidas por la Agencia de regulación y control de Hidrocarburos efectuadas en las Auditorías practicadas a los diferentes ejercicios económicos, es de cumplimiento obligatorio con el propósito de mejorar los procedimientos aplicados y fortalecer el control interno de la Compañía.

5. CONTRATACIÓN DE PERSONAL DISCAPACITADO NO CUMPLE CON DISPOSICION DE LEY

Aspecto detectado:

En el análisis realizado a las cuentas de sueldos y beneficios del personal, se observó que la compañía no procedió a la contratación de personal discapacitado conforme lo dispone la Ley Reformativa al Código del Trabajo, publicada en el Registro Oficial No. 198, de 30 de Enero del 2006, el cual en su Artículo 1 señala: Refórmese el Art. 42 de la siguiente manera: “33.- El empleador público o privado, que cuente con un número mínimo de veinticinco trabajadores, está obligado a contratar, al menos, a una persona con discapacidad, en labores permanentes que se consideren apropiadas en relación con sus conocimientos, condición física y aptitudes individuales, observándose los principios de equidad de género y diversidad de discapacidad, en el primer año de vigencia de esta Ley, contado desde la fecha de su publicación en el Registro Oficial. En el segundo año, la contratación será del 1% del total de los trabajadores, en el tercer año el 2%, en el cuarto año el 3% hasta llegar al quinto año en donde la contratación será del 4% del total de los trabajadores, siendo ese el porcentaje fijo que se aplicará en los sucesivos años, el contrato laboral deberá ser escrito e inscrito en la Inspección del Trabajo correspondiente, que mantendrá un registro específico para el caso. La persona con discapacidad impedida para suscribir un contrato de trabajo, lo realizará por medio de su representante legal o tutor. Tal condición se demostrará con el carné expedido por el Consejo Nacional de Discapacidades (CONADIS).

El empleador que incumpla con lo dispuesto en este numeral, será sancionado con una multa mensual equivalente a diez remuneraciones básicas mínimas unificadas del trabajador en general; y, en el caso de las empresas y entidades del Estado, la respectiva autoridad nominadora, será sancionada administrativa y pecuniariamente con un sueldo básico; multa y sanción que serán impuestas por el Director General del Trabajo, hasta que cumpla la obligación, la misma que ingresará en un cincuenta por ciento a las cuentas del Ministerio de Trabajo y Empleo y será destinada a fortalecer los sistemas de supervisión y control de dicho portafolio a través de su Unidad de Discapacidades; y, el otro cincuenta por ciento al Consejo Nacional de Discapacidades (CONADIS) para dar cumplimiento a los fines específicos previstos en la Ley de Discapacidades.”

En el análisis realizado por auditoría se determinó que a Diciembre del 2009 la compañía mantenía una nómina de 321 personas, razón por la cual la compañía debía proceder a la contratación de 9 personas discapacitadas los cuales corresponden al 3% estipulado en la Ley, la compañía tan sólo contrató a seis personas con discapacidad.

Recomendación:

Es conveniente que en lo posterior la compañía proceda a la contratación de personal discapacitado conforme los porcentajes establecidos en la Ley Reformativa al Código de Trabajo, con el fin de evitar multas en un futuro Y cumplir con la Ley.

INADECUADA ASIGNACIÓN DE COSTOS

Aspecto detectado

Del análisis realizado en la cuenta 635222 (Arriendo de Equipos Sumergibles), se observó que la compañía no realiza una adecuada asignación contable, ya que registra en la cuenta valores que corresponden a servicios de catering y alquiler de helicópteros, por su naturaleza contable no tiene relación alguna con este tipo de gastos, con lo cual no se refleja saldos correctos en cada una de las cuentas afectadas.

Recomendación:

Los estados financieros deben contener toda la información que sea necesaria para una adecuada interpretación de la situación financiera y de los resultados económicos obtenidos durante la ejecución de sus actividades.

Las fuentes de registro de los recursos, de las obligaciones y de los resultados son hechos económicos cuantificables que deben ser convenientemente calificados, clasificados y contabilizados en forma regular y ordenada, esto facilita que puedan ser comprobables o verificables. Por lo tanto, es necesario que la compañía realice una adecuada asignación contable afectando debidamente las cuentas que correspondan, ya que de lo contrario la información no presenta saldos reales y razonables

6. CUMPLIMIENTO DE PRESUPUESTO DE INVERSIONES Y COSTOS Y GASTOS

Aspecto detectado:

Rubro	Concepto	Presupuesto Reformado	Ejecutado	Variación %
DC	INVERSIONES DE PRODUCCIÓN			
D.1	Perforación de pozos adicionales de desarrollo	45.246.000,00	7.450.225,70	16,47%
D.5	Otros no especificados anteriormente necesarios para la actividad de la producción debidamente aprobados por Petroecuador	21.795.000,00	10.549.240,27	48,40%
	TOTAL INVERSIONES PRODUCCIÓN	67.041.000,00	17.999.465,97	26,85%
C	COSTOS Y GASTOS			
C.1	Gastos Administrativos	5.386.000,00	5.284.818,07	98,12%
C.2	Costos y Gastos de Operación	39.324.000,00	40.784.547,20	103,71%
C.3	Otros Gastos no Especificados	19.310.000,00	17.389.602,79	90,05%
	TOTAL COSTOS Y GASTOS	64.020.000,00	63.458.968,06	99,12%
	TOTAL INVERSIONES, COSTOS Y GASTOS	131.061.000,00	81.458.434,03	62,15%

PETROLERA ECUADOR, en el Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, Costos y Gastos del año 2009, aprobado por la ARCH mediante Resolución No 548 del 20 de julio del 2009, presentó un valor total de US. \$ 131.061.000, contemplando para Inversiones de Producción el valor de US. \$ 67.041.000 y para Costos y Gastos US. \$ 64.020.000.

En la ejecución las Inversiones ascendieron a US. \$ 17.999.465,97 y para Costos y Gastos US. \$ 63.458.968,06 dando un total de US. \$ 81.458.434,03; al comparar con el valor total presupuestado de US. \$ 131.061.000 se encuentra que existió un cumplimiento del 62,15%.

De la comparación de valores presupuestados frente a ejecutados a nivel de rubros se encuentran las siguientes novedades:

D INVERSIONES DE PRODUCCIÓN

D.1 PERFORACIÓN DE POZOS ADICIONALES Y DESARROLLO

El valor presupuestado fue de US. \$ 45.246.000 y el ejecutado US. \$ 7.450.225,70, el cumplimiento fue solo de 16,47%; se planificó la perforación de los pozos Villanos 19 y 20 situación que no se dio; únicamente se incurrió en costos relacionados con: preparación del sitio de perforación, movilización, transporte aéreo de: personal, equipo y materiales, sueldos y beneficios de personal, utilización de combustibles y lubricantes, gastos generales entre otros.

Observación D1:

No se cumplió con el presupuesto, debido a la imposibilidad de contar oportunamente con un taladro de perforación helitransportable, Petrolera Ecuador inició un primer proceso de investigación de mercado para ubicar un taladro disponible y pidió información a 18 empresas, de las cuales 13 no respondieron, 4 no tenían disponibles y solamente la compañía PETREX, respondió que podía construir un taladro y que estaría disponible en 9 meses, las negociaciones hicieron que la compañía Petrex traslade el taladro a inicios de noviembre del 2009, por lo que se pospuso los tramites de perforación para el primer semestre del 2010.

D.5 OTROS NO ESPECIFICADOS NECESARIOS PARA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DEBIDAMENTE APROBADOS POR PETROECUADOR

En este rubro se presupuestó en el año 2009 el valor de US. \$ 21.795.000 que frente al ejecutado de US. \$ 10.549.240,27 existe un cumplimiento del 48,40%. Se estimó la ejecución de varios proyectos de ingeniería de las facilidades a fin de obtener un manejo adecuado del agua y contrarrestar la declinación de la producción, tales como: mejoramiento del sistema de inyección de agua con la instalación de la quinta bomba de 20.000 BB; separador de agua en CPF; manejo de agua - 190 KBFPD en Villano A y CPF; instalación de banco de capacitores de 5000 KVAR en Villano A; instalación de bomba vertical de inyección en Villano A; mejoramiento del sistema contra incendios en CPF; aumento de dormitorios en CPF y Villano A; bomba de lodos para torre de perforación AOE 1; estudio de facilidades de Villano; activos fijos, entre otros.

Observación D5:

Se produce un retraso en la preparación de los términos de referencia para la presentación del Estudio de Impacto Ambiental, el Ministro pide se realice la re-evaluación del Estudio de Impacto Ambiental, lo que impidió la presentación pública para la aprobación de los Términos de Referencia. No fue posible ingresar al campo para realizar la validación de la re-evaluación del Estudio, porque las comunidades indígenas no lo autorizaron, sino hasta octubre del 2009.

El Ministro aprobó el Informe (RIEA) el 1 de diciembre del 2009, inmediatamente se preparó la documentación para la inclusión de la fase 4 en la licencia ambiental, se previó el inicio de la perforación para la última semana de diciembre, pero sólo pudo efectuarse el 14 de enero del 2010 debido a que las lluvias impidieron terminar el transporte de la torre de perforación.

La empresa debió presentar otras alternativas viables y económicas para solventar el problema de inyección de agua.

C COSTOS Y GASTOS**C.1 GASTOS ADMINISTRATIVOS DE LA FASE DE OPERACIONES**

Para Gastos Administrativos en la Fase de Operaciones se presupuestó el valor de US. \$ 5.386.000 y se ejecutó US. \$ 5.284.818,07 existiendo un cumplimiento de 98,12%. Aquí se consideró los gastos para: arrendamiento de oficinas; comunicaciones; mantenimiento de software y hardware, sistema telefónico, UPS, computadores, impresoras, muebles de oficina, sistema eléctrico, instalaciones en general, vehículos; licencias para uso de Windows y Lotus Notes; mantenimiento de ORACLE, DISCOVERY, MÁXIMO, EVOLUTION; courrier; útiles de oficina; seguridad; overhead; medio ambiente; sueldos y beneficios de personal de: finanzas, administración, recursos humanos, compras, contratos, sistemas; contribución Superintendencia de Compañías y municipios; primas de seguros; movilización de personal; gastos y honorarios legales y de auditoría.

Observación C1:

En el total de Costos presupuestados, fueron considerados los valores que no son reembolsables como es el caso de las Contribuciones a la Superintendencia de Compañías y por el Uso de Aguas y Materiales por el valor total US. \$ 455.643,61 los mismos que no constan en la ejecución presupuestaria.

C.2 COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN

Para este rubro se presupuestó el valor de US. \$ 39.324.000 y se ejecutó US. \$ 40.784.547,20 existiendo un exceso del 3,71%. Este rubro es el más representativo del presupuesto de Costos y Gastos de Extracción, para: materiales y suministros incluidos los costos de transporte; servicios técnicos de producción; mantenimiento de instalaciones, equipos, campamentos, vías de acceso y limpieza de pozos; comunicaciones; alimentación y limpieza; reacondicionamientos de pozos; otros gastos de mantenimiento.

Observación C2:

El incremento se debe a que se realizaron reacondicionamientos no previstos en el presupuesto, como en el Villano 11 Workover 3 y Villano 11H reacondicionamiento 5.

C.3 OTROS GASTOS NO ESPECIFICADOS

Para Otros Gastos no Especificados se presupuestó US. \$ 19.310.000 y se gastó US. \$ 17.389.602,79 existiendo un cumplimiento de 90,05%; el monto destinado para: sueldos y beneficios de personal técnico de dirección, supervisión, apoyo y operativo; contribución a la investigación tecnológica; capacitación; contribuciones; estudio y ejecución de obras relacionadas con la protección ambiental; seguridad industrial y física; y, otros no incluidos en la clasificación anterior.

Observación C3:

No se cumplió con lo presupuestado, ya que se revocó el convenio específico con la DIVISIÓN del Ejército "AMAZONAS", quien tenía bajo su control el área correspondiente al Bloque ; su ejecución fue únicamente del 97%.

Se debe mencionar que en el presupuesto estuvo incluido el pago del 1% de Investigación Tecnológica, el cual no se lo considera en la ejecución del 2009 por ser un Gasto no Reembolsable.

No se tomaron todos los cursos de capacitación previstos en el presupuesto por parte del personal de Operaciones (técnicos).

Para el recogimiento de desechos peligrosos y cargas líquidas se presupuestó un valor superior al realmente realizado.

Recomendación:

El presupuesto debe estar sustentado en una buena planificación de actividades a desarrollar en el año, contando con todos los elementos y equipos que permitan cumplir con lo que estima se va a realizar, esta no debe estar sujeta a la disponibilidad de torres de perforación, lo cual influye en las decisiones que toma la Compañía y no le permite la perforación de pozos programados, retrasando el programa de inversiones previsto.

7. COMPROBANTES DE PAGO NO DETALLAN NUMERO DE WORKOVER AUTORIZADO POR ARCH

Aspecto detectado:

Los comprobantes de pago realizados a proveedores deben detallar con claridad el tipo de servicio, el lugar al que fue asignado (pozo) y el número de WO autorizado por la Agencia de regulación y control de hidrocarburos, lo que permitirá comprobar la razonabilidad de los cargos efectuados.

Recomendación:

La Compañía PETROLERA ECUADOR . en los registros contables asignados a la cuenta 611153 WIRELINE EQUIPMENT DOWNHOLE OPERATIONS, detalla los conceptos de los cargos efectuados, señala el pozo en el cual se realizó el servicio, o la entrega de materiales, pero omite un factor importantísimo, como es el de especificar el número de WO al que se refieren los trabajos efectuados, esta omisión no permite conocer si el registro es o no la razonable, toda vez que se no se puede cruzar con las autorizaciones de los reacondicionamientos emitidas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

7. FALTA DE ENTREGA DE DOCUMENTACION DE RESPALDO

Aspecto detectado

Mediante requerimientos Nos. 60 del 30 de abril del 2010 y 85 del 13 de mayo del 2010, se solicitó a la Compañía la entrega de los soportes del Ajuste 117-12-018 realizado en el mes de diciembre del 2009, con el cual se registró el valor de US. \$ 1.679.815.45, distribuido en los AFES: AFE 5J5BV018 VILLANO 18 DRILLING, AFE 5J5BV019 VILLANO 19 DRILLING, AFE 5J5BV020 VILLANO 20 DRILLING, mismos que no fueron proporcionados, con lo cual no se puede determinar la razonabilidad de las cuentas seleccionadas para análisis; además, ocasiona demora en el trabajo de auditoría, ya que no se dispone de la documentación soporte el momento que se solicita.

Recomendación:

La Compañía debe mantener la documentación de soporte anexa a los registros contables, lo cual facilita y agiliza el trabajo que realiza auditoría, evitando además que por la falta de información y documentación auditoría emita ajustes, comentarios y recomendaciones de control interno.

8. PROVISIONES SOBRE PROYECTOS A EJECUTARSE EN EL AÑO 2010

Aspecto detectado

En la cuenta 637912 Asistencia a Comunidades, en el mes de diciembre del 2009, mediante registros contables: 108-12-0156 por US. \$ 1.100.000,00, 108-12-078 por US. \$ 1.060.333,61 y 108-12-078 por US. \$ 245.979,68 la compañía realizó provisiones por el valor de US. \$ 2.406.313,29 para la ejecución de proyectos en beneficio de las Comunidades ubicadas cerca de la zona del Bloque 10, estas provisiones fueron reversadas en enero del 2010. En el año 2010 mediante Resolución del CAD No. 048-2010, emitida el 23 de abril del 2010, se aprobó los proyectos comunitarios a ser ejecutados y el suministro de bienes y servicios en las 14 comunidades indígenas del Bloque 10, por un costo estimado de \$ 1.034.379,68, trabajos a ser realizados por ENTRIX y con cargo al rubro C.3; al respecto la compañía no justificó las mencionadas provisiones en base a respaldos de facturas de trabajos o servicios efectivamente recibidos, de acuerdo a lo que determina:

"Ley de Régimen Tributario Interno Art. 10, numeral 14, determina como Deducciones: Los gastos devengados y pendientes de pago al cierre del ejercicio, exclusivamente identificados con el giro normal del negocio y que estén debidamente respaldados con contratos, facturas y comprobantes de ventas y por disposiciones legales de aplicación obligatoria"; y;

"La Norma Ecuatoriana de Contabilidad que en el numeral 15 determina: Debe reconocerse una provisión cuando se den las siguientes condiciones:

- (1) La empresa tiene una obligación presente (ya sea legal o asumida) como resultado de un suceso pasado;
- (2) Es probable que la empresa tenga que desprenderse de recursos, que incorporen beneficios económicos para cancelar tal obligación y;
- (3) Puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación".

De acuerdo a las solicitudes de las 14 comunidades del Bloque 10 y en consenso con los dirigentes de cada una de éstas, el 23 de diciembre del 2009, se firmó un Convenio Sustitutivo al Convenio 2007-09, firmado con ASODIRA y las 14 comunidades. En el Convenio Sustitutivo se establece que PETROLERA ECUADOR, entregará bienes y servicios para la ejecución de los proyectos de desarrollo social, definidos conjuntamente entre las comunidades y los Gobiernos Seccionales, con este fin se reúne el Comité de Vigilancia del convenio ASODIRA y con el apoyo de los técnicos del Gobierno Municipal de Arajuno y Gobierno Provincial de Pastaza, se conforma un equipo multidisciplinario. Este equipo técnico de apoyo al Comité de Vigilancia, realiza un trabajo de socialización manteniendo dos reuniones en cada comunidad durante los meses de enero, febrero y mediados de marzo, del año 2010 en donde obtienen información necesaria para la elaboración y diseño de proyectos de desarrollo social comunitarios.

En el mes de noviembre 2009 PETROLERA adjudicó, a la empresa Entrix, mediante licitación, el servicio para la elaboración y ejecución de los proyectos de desarrollo comunitario en las comunidades del Bloque 10, mediante contrato No. 126311

De lo expuesto se concluye que la Resolución del Comité de Administración del Contrato fue posterior al compromiso que se asume con las comunidades y de la firma del contrato 12631 suscrito con ENTRIX para la ejecución de los trabajos, cuando primero debió existir la aprobación del CAD.

Recomendación:

La aprobación que emite el Comité de Administración del Contrato, a través de las resoluciones, deben ser primero que la contratación de los trabajos a ser realizado por terceros, por lo que es recomendable que los procedimientos de autorización sean anteriores a la ejecución de trabajos.

9. PLAN QUINQUENAL 2009-2013 SIN APROBACION DE LA ARCH

Aspecto detectado:

El Plan Quinquenal 2009-2013 del Bloque, de la Región Amazónica Ecuatoriana operado por la Compañía Petrolera Ecuador, no ha sido presentado a la Agencia de Control y Regulación Hidrocarburos para su aprobación en incumplimiento a las normas legales, Reglamentarias y contractuales como son:

La Ley de Hidrocarburos, dispone: en el "Art. 31.- PETROECUADOR y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a lo siguiente: (...) literal k) inciso segundo) Además, en el periodo de explotación, el contratista deberá, presentar anualmente para la aprobación del Ministerio del Ramo, el programa quinquenal actualizado de las actividades a desarrollar, incluyendo su presupuesto, conjuntamente con el programa operativo (...)"

El Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, que en el Art. 65, literal e) establece: "Junto al Programa de Actividades y Presupuesto de Inversiones, en su momento, se deberá presentar, para la aprobación del Ministerio de Energía y Minas (Actualmente Recursos Naturales no Renovables), el Programa Quinquenal actualizado de las actividades a desarrollarse, incluyendo su presupuesto (...)"

El Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), de Bloque No. 10 que establece: Cláusula "10.2.1 Plan Quinquenal.- La compañía actualizará y presentará al Comité de Administración, dentro del primer mes de cada Año Fiscal de la Fase de Producción, el Plan Quinquenal previsto en el literal k) del artículo treinta y uno (31) de la Ley de Hidrocarburos reformado por el artículo doce (12) de la Ley número ciento uno (101). El Comité de Administración, dentro del plazo de treinta días, analizará dicho Plan Quinquenal y, con el informe respectivo, lo remitirá al Directorio de CEPE, para su aprobación, para luego someterlo a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas (Actualmente Recursos Naturales no Renovables), dentro del primer Trimestre Calendario de dicho Año Fiscal"

Recomendación:

La Contratista debe dar cumplimiento con lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos, Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y Contrato de Prestación de Servicios, y ARCH deberá proceder a imponer las sanciones correspondientes.

10 INVENTARIOS DE BIENES, EQUIPOS E INSTALACIONES

La Compañía presenta el resumen de inversiones y activos controlables acumulado por un valor de US. \$ 807.819.578 del Bloque y US. \$ 27.117.526 de Sarayacu, auditoría procedió a cruzar la información entregada con los inventarios detallados encontrando las siguientes novedades:

- a) En las operaciones del Bloque presentan valores por: US. \$ 630.510.680 como Otros no Controlables y US. \$ 85.728.024 como Inversiones de Exploración, de los cual no se adjunta el inventario detallado.
- b) En las operaciones de Sarayacu presentan los siguientes valores: US. \$ 23.073.280 del cual adjuntan solo un detalle a nivel de facturas; y, US. \$ 4.044.246 como Otros no Controlables de los cuales no se encuentra el detalle de inventarios.

Recomendación:

La Compañía debe acatar lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos en su Art. 31, numeral n) que dispone: "Presentar al Ministerio del Ramo, dentro del primer trimestre de cada año, el balance general, la cuenta de resultados y los inventarios, correspondientes al ejercicio económico del año calendario inmediato anterior".

11. RELIQUIDACION DE INGRESOS**Aspecto detectado:**

De acuerdo a los oficios de mayo del 2010, la Dirección nacional de Hidrocarburos solicitó al Coordinador General de la Administración de Contratos de Petroecuador la reliquidación anual de los ingresos provenientes del Bloque por el año 2009, sin que hasta la fecha (10 de junio del 2010) se haya obtenido respuesta, por la cual Auditoría consideró únicamente las Liquidaciones provisionales hasta diciembre del 2009 y la reliquidación de enero a junio del 2009 emitidas por la Gerencia de Administración de Contratos Petroleros.

En las liquidaciones efectuadas por Petroecuador no se considera los ajustes emitidos por la ARCH en sus informes de los años. 2005, 2006 y 2007. Con relación a los años 2008 y 2009 el proceso de Auditoría no ha sido concluido el momento que se finiquite y se definan ajustes en caso de existir deberán ser considerados en las reliquidaciones que realice Petroecuador.

Recomendación:

La Unidad de Administración de Contratos Petroleros de Petroecuador debería realizar oportunamente las reliquidaciones de ingresos del Bloque considerando los ajustes establecidos en los informes de Auditoría emitidas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ▣ El diseño de procedimientos va encaminado al logro de los objetivos generales y específicos, conforme a los requerimientos de la Agencia de Regulación y control de hidrocarburos.
- ▣ Las reformas a la ley de hidrocarburos lo que pretende es la recuperación de la soberanía y de los ingresos en forma justa para el país sin beneficiar a otros fines que los del bienestar social.
- ▣ Los Agencia de Regulación y control como ente fiscalizador ejercerá un papel fundamental para reestructurar el sector petrolero procurando controlar todo el ámbito estructural propendiendo a dar un criterio justo y eficaz hacia la ejecución veraz del examen especial.
- ▣ Los procedimientos de auditoría implementados ejercerán gran ayuda para el personal de Auditoría de Hidrocarburos con el fin de proporcionar una herramienta que beneficie hacia la guía y elaboración de manera eficiente tanto desde su inicio hasta la finalización del examen especial.
- ▣ Los auditores de hidrocarburos su facultad es la de fiscalizar y controlar que todos los procedimientos sea realizados conforme a los estipulado en la ley, para vigilar que se invierta en la producción petrolera y por ende hacia los ingresos del Estado Ecuatoriano

- El personal de Auditoría de Hidrocarburos ejercerá un papel fundamental en la fiscalización y cumplimiento de las normas legales, leyes y reglamentos que rigen actualmente los Contratos de prestación de servicios por ende es fundamental que tengan bases por donde fundamentar su trabajo y cumplir con lo planificado por los Directores de hidrocarburos.

5.2 RECOMENDACIONES

- La realización de un diseño de procedimientos mejorará el tiempo en la realización del examen especial y ayudará a que participen todos los integrantes del equipo de auditoría ya que podrán ejecutar su trabajo de forma eficiente y oportuna.
- La nueva renegociación de los contratos mejorará la estructura organizativa del área de auditoría por lo que se realizará una planificación previa y se verificará que los procedimientos estén conforme a la nueva modalidad contractual a la que las empresas aceptaron los nuevos contratos suscritos.
- Las empresas privadas deben realizar su auditoría conforme lo estipula la ley y la ética ya que el estado espera que con las nuevas negociaciones se mejore la producción petrolera ayudando a que se financien nuevos proyectos y se renueve la economía ecuatoriana.
- Las empresas petroleras deben realizar los procedimientos conforme lo estipula la ley y mejorar continuamente sus procedimientos conforme a la nueva denominación contractual ya que deberán seguir los procesos vigentes hacia la modalidad de contratos de prestación de servicios.

5.3 BIBLIOGRAFÍA

5.3.1 FUENTES BIBLIOGRÁFICAS.

- GAYLE RAYBURN, Leticia. Contabilidad y Administración de Costos, Editorial McGraw-Hill, Sexta edición, México, 2000.
- HERRADOR, teresa – Ontín, agosto. Introducción a la auditoría interna, editorial Tirant lo Blanch, 1ª edición, 2005, España
- J.Antonio ARCENEGUI - Isabel GÓMEZ -Horacio MOLINA. Manual de Auditoría Financiera, Editorial Desclée de Brouwer, 1era. Edición, 2003, España
- KURT, Pany. Auditoría un enfoque integral, Mc Graw Hill, 12va. Edición, Colombia,2003
- Manual de Auditoria Gubernamental Contraloría General del Estado Edición 2003
- GUILLAUME FONTAINE, editorial FLACSO, Sede Ecuador Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador Quito, Ecuador, 2003 1ª. Edición: septiembre, 2003
- Contraloría General de la República, MANUAL DE AUDITORÍA GUBERNAMENTAL - MAGU - 1998 Resolución Directoral N° 007-99-EF/76.01, Glosario de Términos de Gestión Presupuestaria del Estado, publicada el 23 de febrero de 1999
- PETROECUADOR, PASADO Y FUTURO DEL PETROLEO EN EL ECUADOR, Edición Única, 1997, Quito – Ecuador

- PETROPRODUCCION, CIFRAS PETROLERAS 2009
- ALVIN A. ARENS, J. ELDER Y MARK S., AUDITORIA UN ENFOQUE INTEGRAL edición 2007 pág. 1

7.2 FUENTES LEGALES

- Normas Ecuatorianas de Auditoria NEA
- Ley de Hidrocarburos
- Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas
- Código de Trabajo
- Ley de Contratación Publica
- Ley de Régimen Tributario Interno
- Reglamento al Régimen Tributario
- Normas Ecuatoriana de Contabilidad
- Normas de Información Financiera

7.3 FUENTES ELECTRÒNICAS

- www.contraloría.gov.ec
- www.mrnrr.gov.ec
- www.eppetroecuador.ec
- www.asambleanacional.gov.ec